

Timo Ranta

AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN MITOITUS KORTTELIALUEELLE

Järjestelmän kannattavuus ja business case

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Diplomityö
Maaliskuu 2019

TIIVISTELMÄ

Timo Ranta: Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus korttelialueelle –
järjestelmän kannattavuus ja business case
Diplomityö, 84 sivua, 1 liitesivu
Tampereen yliopisto
Maaliskuu 2019

Diplomityössä mitoitettiin akullinen aurinkosähköjärjestelmä kerrostaloja ja vapaa-aika-keskuksen sisältävälle korttelialueelle. Tavoitteena oli nostaa korttelin energiaomavaraisuutta, luoda turvaa nousevalle sähkön hinnalle, muuttuville tehotariffeille sekä kiristyville energiatehokkuusmääräyksille ja samalla mitoittaa järjestelmä taloudellisesti kannattavaksi.

Työ aloitettiin arvioimalla tuntikohtainen sähköenergiankulutus ja simuloitiin eri kokoisia järjestelmiä, joille tehtiin tulosten perusteella kannattavuuslaskelmat. Lisäksi pyrittiin etsimään järjestelmäkoon ja energiankulutuksen välille yhtäläisyyksiä, jotka voisivat jatkossa tehdä järjestelmän mitoittaminen helpommaksi. Havaittiin, että akuttomilla aurinkosähköjärjestelmillä paras kannattavuus on silloin, kun kaikki tuotettu sähköenergia voidaan hyödyntää kiinteistössä. Akullisilla järjestelmillä kannattavuus taasen parani, kun ylijäämää tuotettiin hieman, koska akkua pystyttiin hyödyntämään tehokkaammin.

Järjestelmille miellettiin pitoajaksi 30 vuotta säännöllisillä komponenttien uusimisella (invertterit, akut) sekä ylläpidolla, akuttomille järjestelmille saatiin tuotto-odotukseksi pitoajalla noin 8,7%, akullisella 1,6%. Akuton järjestelmä nosti korttelin energiaomavaraisuuden (pelkkä sähkö) 23%:iin, akullinen 33%:iin.

Työssä tutkittiin myös sähköautojen latauksen vaikutusta järjestelmään. Havaittiin, että korttelissa sijaitseva suuri pysäköintihalli tarvitsee sähköautojen lataukseen kuormanohjauksen, muuten sähköautojen lataus nostaa kiinteistön huipputehon huomattavasti korkeammaksi. Simuloinnit tehtiin olettamalla, että autokannasta noin 10% on ladattavia autoja.

Avainsanat: Aurinkosähkö, akku, mitoitus, kannattavuus

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Timo Ranta: Solar PV system sizing for block area–
system profitability and business case
Master of Science thesis, 84 pages, 1 appendix page
Tampere University
March 2019

This thesis was designed to determine solar photovoltaic system with battery energy storage system (BESS) in a block with apartment houses and a leisure center. The goal was to raise the energy efficiency of the block, to provide immunity against rising electricity prices, changing power-based distribution tariffs and tighter energy efficiency regulations, while at the same time making the system economically profitable.

The work was started by evaluating hourly electricity consumption and simulating systems of different sizes, which were based on the results of profitability calculations. In addition, efforts were made to find similarities between system size and energy consumption, which could make designing the system easier in the future. It was found that photovoltaic systems with no BESS have the best profitability when all the electricity produced can be utilized on the property. However, in systems with BESS, profitability improved when slight amount of surplus was produced because the BESS could be utilized more efficiently.

The systems were considered to have a retention time of 30 years with regular component renewal (inverters, batteries) and maintenance. System without BESS yield about 8,7% internal rate of interest within hold time and system with BESS about 1,6% internal rate of interest. The BESS-free system raised the block's energy self-sufficiency (electricity alone) to 23%, system with BESS to 33%.

The effect of charging electric and plug-in hybrid cars was also studied. It was found that a large parking garage in the block needs peak power shaving to charge cars, otherwise charging will raise the overall peak power of the block noticeably. Simulations were made by assuming that about 10% of all the cars in the garage are rechargeable.

Keywords: Solar PV system, battery energy storage system, sizing, profitability

The originality of this thesis has been checked with Turnitin OriginalityCheck.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Skanska Talonrakennus Oy:lle Tampereella. Suuret kiitokset ohjaajalleni Toni Tuomolalle sekä Skanskan muulle väelle erittäin sopivasta, ajankohtaisesta ja haastavasta diplomityöaiheesta. Sain diplomityöni tekoon riittävästi tukea, työltä vaadittiin sopivasti ja pääsin samalla tutustumaan useihin ihmisiin työnteon aikana.

Erittäin suuri kiitos myös Tampereen kaupungin Smart Tampere -hankkeen projektipäällikkö Maarit Vehviläiselle diplomityöpaikan järjestämisestä. Lisäksi haluan kiittää VTT:n Terttu Vainiota sekä Ari Laitista diplomityöhön liittyvän teknisen laskennan tekemisestä.

Haluan osoittaa suuret kiitokset myös työn tarkastajalle Risto Mikkoselle hienosta avusta koko diplomityön teon ajan.

Kiitos perheelle, sukulaisille, ystäville ja kihlatulleni kaikesta antamastanne tuesta, joka on auttanut minua aina pääsemään eteenpäin opiskelussa ja elämässä ja pyrkimään kohti tavoitteitani!

Tampereella, 15.3.2019

Timo Ranta

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	PILOTTIHANKKEEN ESITTELY.....	2
3.	AURINKOSÄHKÖN TEORIA.....	4
3.1	Auringon säteily	4
3.2	Aurinkoenergia Suomessa.....	5
3.3	Piiaurinkokennon toiminta	7
3.4	Piiaurinkokennon valmistusprosessi	10
3.5	Muut aurinkokennotyyppit ja niiden ominaisuudet	11
3.5.1	Moniliitosaurinkokennot.....	12
3.5.2	Ohutkalvoaurinkokennot.....	13
3.5.3	Väriaine-, orgaaniset ja epäorgaaniset aurinkokennot	14
3.6	Aurinkopaneelien rakenne ja kytkentä.....	17
3.7	Aurinkopaneelin energiantuottoon vaikuttavat tekijät	19
3.7.1	Asennuskulma	19
3.7.2	Varjostus, lumi ja lika	22
3.7.3	Lämpötila	25
3.7.4	Ikääntyminen ja vauriot	27
4.	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT	29
4.1	Järjestelmäkytkennät	31
4.1.1	Invertterin kytkentä	31
4.1.2	Akun kytkentä ja järjestelmän liittäminen verkkoon	32
4.1.3	Akun ominaisuudet ja varaussuunnitelma	35
5.	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN MITOITUS	38
5.1	Energiankulutuksen arviointi	40
5.2	Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen periaatteet	43
5.3	Simuloidut aurinkosähköjärjestelmät.....	44
5.3.1	Referenssi.....	47

5.3.2	Järjestelmä 1.....	48
5.3.3	Järjestelmä 2.....	49
5.3.4	Järjestelmä 3.....	50
5.3.5	Akun mitoitus ja järjestelmä 4	52
5.3.6	Järjestelmä 5.....	54
5.3.7	Järjestelmä 6.....	55
5.4	Järjestelmävertailu.....	56
6.	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KANNATTAVUUS	58
6.1	Sähkön hinta.....	58
6.2	Nord Pool Spot.....	59
6.3	Laskentamenetelmät.....	60
6.4	Kannattavuuslaskenta ja investoinnin riskit.....	62
6.4.1	Järjestelmän 2 kannattavuus.....	63
6.4.2	Järjestelmän 4 kannattavuus.....	64
6.4.3	Järjestelmän 5 kannattavuus.....	65
6.5	Yhteenveto järjestelmien kannattavuudesta	66
7.	SÄHKÖAUTOJEN LATAUKSEN VAIKUTUS SÄHKÖVERKKOON	68
7.1	Energiantarpeeseen varautuminen.....	68
7.2	Latauksen ajoittuminen	70
7.3	Simuloidut tilanteet	71
7.3.1	Tilanne 1	71
7.3.2	Tilanne 2	74
7.3.3	Tilanne 3	75
7.4	Yhteenveto tilanteista.....	77
8.	YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET.....	79
	LÄHDELUETTELO	82
	LIITTEET	89

LYHENTEET

AC	eng. alternating current, vaihtovirta
AM	eng. Air Mass, ilmamassa
BESS	eng. battery energy storage system, akku energiavarastona
BHJ	eng. bulk heterojunction, bulkkiheteroliitos
BL	eng. bridge-link, aurinkopaneeliryhmän kytkentätapa
BMS	eng. battery management system, akun hallintajärjestelmä
CIGS	eng. copper indium gallium selenium, ohutkalvoaurinkokenno
CSP	eng. concentrated solar power, keskitetty aurinkovoima (peilit, höyry-turbiini)
DC	eng. direct current, tasavirta
DSSC	eng. dye sensitized solar cell, väriaineaurinkokenno
EV	eng. electric vehicle, sähköauto
FF	eng. fill factor, täyterroin
HC	eng. honeycomb, aurinkopaneeliryhmän kytkentätapa
HOMO	eng. highest occupied molecular orbital, molekyylin varaustila
hot spot	aurinkopaneelissa ilmiö, jossa yksittäinen kenno kuumenee esimerkiksi vaurioista johtuen
IRR	eng. internal rate of return, sisäinen korkokanta
ITO	eng. indium tin oxide, orgaanisissa aurinkokennoissa käytettävä elektrodi
IV	ilmanvaihto
I-V	virta-jännitekäyrä (aurinkokennon sähköiset ominaisuudet)
LCOE	eng. levelized cost of energy, tuotetun energian hinta
LKV	lämmön käyttövesi
LUMO	eng. lowest unoccupied molecular orbital, molekyylin varaustila
LVI	lämpö, vesi, ilmastointi
MPP	eng. maximum power point, maksimitehopiste
NPV	eng. net present value, nettonykyarvo
PEDOT:PSS	orgaanisten aurinkokennojen donori
PHEV	eng. plug-in hybrid electric vehicle, ladattava hybridiauto
PR	eng. performance ratio, aurinkosähköjärjestelmän todellinen energia verrattuna teoreettiseen
PV	eng. photovoltaic, valosähköiseen ilmiöön perustuva aurinkosähkö
P-V	teho-jännitekäyrä (aurinkokennon sähköiset ominaisuudet)
P3HT:PCBM	orgaanisten aurinkokennojen donori-akseptoripari
SOC	eng. state of charge, akun varaustila
SOH	eng. state of health, akun kunto
SP	eng. series-parallel, aurinkopaneeliryhmän kytkentätapa
spot-hinta	pohjoismaisen Nord Pool Spot -sähköpörssin sähkön tuntihinta (vaihdannaiskauppa)
SR	eng. shading ratio, varjon intensiteetti prosentteina maksimi-intensiteetistä
STE	eng. solar thermal energy, aurinkolämpöenergia
TCT	eng. total-cross tied, aurinkopaneeliryhmän kytkentätapa

SYMBOLIT

A	ampeeri
α	aurinkopaneeliryhmän vaatima tila
α_1	aurinkopaneeliryhmän kallistuksen laskemisessa käytettävä kulma
Ah	ampeiritunti
β	aurinkopaneeliryhmän kallistuskulma
C	coulomb
d	aurinkopaneeliryhmän syvyys
E	tuotettu energia
E_g	energiarako
E_{nim}	aurinkosähköjärjestelmän nimellinen energiantuotto
$E_{r,H}$	sähkön korkea hinta
$E_{r,L}$	sähkön alhainen hinta
$E_{r,t}$	sähkön hinta ajanhetkellä t
E_{tot}	aurinkosähköjärjestelmän toteutunut energiantuotto
eV	elektronivoltti
η_{yht}	hyötysuhde yhteensä
G	säteilyteho, säteily määrä
h	aurinkopaneeliryhmän korkeus
I_{sc}	eng. short circuit, oikosulkuvirta
K	kelvin
K_h	käyttö-, hoito- ja korjauskustannukset
K_i	investointikustannus
$kVAr$	kilovari
kW	kilowatti
kWh	kilowattitunti
kWp	eng. kilowatt peak, teoreettinen aurinkopaneelien maksimiteho
λ	aallonpituus
MW	megawatti
MWh	megawattitunti
n	pitoaika
$P_{aurinko,t}$	aurinkosähköjärjestelmän tuottama teho ajanhetkellä
P_H	maksimiteho
$P_{kuorma,t}$	kuorman teho ajanhetkellä
P_L	minimiteho
$P_{loss_ \Delta T}$	aurinkopaneelin tehohäviö lämpötilan muuttuessa
P_{max}	aurinkopaneelin maksimiteho
$P_{netto,t}$	nettoteho ajanhetkellä
qU_{bi}	alkeisvaraus
r	korkokanta
t	aika
T	nettotuotto (euroissa)
t_e	tarkasteluajan lopetushetki
t_s	tarkasteluajan aloitushetki
V	voltti
V_{MPP}	maksimitehopisteen jännite
V_{OC}	eng. open circuit voltage, tyhjäkäyntijännite
W	watti
Wp	eng. watt peak, teoreettinen aurinkopaneelien maksimiteho watteina

1. JOHDANTO

Aurinkosähköjärjestelmien suosio on kasvanut Suomessa sekä maailmalla nopeasti, koska komponenttien, erityisesti itse aurinkopaneelien, hinnat ovat olleet laskussa ja järjestelmätoimittajia on olemassa runsaasti. Järjestelmien hankitaan kannustetaan myös erilaisilla rahallisilla tuilla ja energiaomavaraisuuden lisääminen on sekä ympäristöteko, että suoja sähkön hinnan nousulle. Aurinkosähköjärjestelmien tekninen toiminta on pysynyt pitkään hyvin samankaltaisena, mutta komponenttien, erityisesti aurinkopaneelien, valmistus on saatu viime vuosina kustannustehokkaaksi. Aurinkoenergian tuotossa on kuitenkin ilmeisenä haasteena tuotannon jaksottaisuus ja ongelmana on edelleen aurinkosähkön varastointi kustannustehokkaasti ja siten, että energiavaraston hyötysuhde on tarpeeksi hyvä. Energian jaksottainen tuotanto voi muodostua suuremmassa mittakaavassa ongelmaksi, koska energiantarve painottuu eri ajanhetkiin kuin aiemmin. Sähkön siirtohintoja aiotaan lähitulevaisuudessa painottaa enemmän tehoerusteiseksi, jonka olisi tarkoitus motivoida sähkön käyttäjiä tasoittamaan energiankulutuksen huippuja eri keinoin. Aurinkosähköjärjestelmien lisääntyminen ei ole ainoa syy tehotariffeihin siirtymiseen, mutta se on asia jolla on ehdottomasti oma vaikutuksensa. Viime vuosina litiumioniakuteknologian perustuvia energiavarastoja on tullut saataville yhä enemmän ja myös niiden hinnat ovat olleet nopeassa laskussa. Tällainen kiinteistöakku on erinomainen aurinkosähköjärjestelmään yhteyteen osaltaan ratkaisemaan aurinkosähkön tuotannon jaksottaisuudesta aiheutuvaa ongelmaa.

Tämä diplomityö tehdään Skanska Talonrakennus Oy:lle Tampereella. Työn aiheena on mitoittaa aurinkosähköjärjestelmä suunnitteilla olevaan kiinteistöön ja tuotettua energiaa halutaan siirrettävän myös kiinteistörajojen yli. Tässä työssä paneudutaan pääsääntöisesti tekniseen ja taloudelliseen näkökulmaan, eikä niinkään lailliseen. Itse tuotetun sähköenergian siirtäminen kiinteistörajojen yli on laillisesti haastava tilanne, koska Suomessa se on vielä erittäin harvinaista, eikä siitä siksi ole säädetty laissa yksityiskohtaisesti. Skanskalla tehtiin tämän diplomityön teon aikana toista opinnäytetyötä, joka paneutuu sähköenergian kiinteistörajojen yli siirtämisen lailliseen ongelmallisuuteen.

Skanska pyrkii toiminnassaan noudattamaan kaikessa toiminnassaan ajattelutapaa, joka minimoi ympäristövaikutukset sekä ennakoii jatkuvasti kiristyviä ympäristöön ja energiatehokkuuteen kohdistuvia määräyksiä. Diplomityön tavoitteena on mitoittaa aurinkosähköjärjestelmä, joka lisää kiinteistön ja korttelin omavaraisuutta, mutta on myös sijoitukseksi kannattava. Työssä tutkitaan aurinkosähköjärjestelmän toimintaa muuttuvissa tilanteissa ja otetaan huomioon mahdollisia riskejä sekä muita hyötyjä kuin ainoastaan rahallisia. Skanskan toiveena on, ettei järjestelmä sisällä riskejä esimerkiksi sähköverkkohaltijan toiminnallisista muutoksista, ja että järjestelmä sisältää uutta teknologiaa.

2. PILOTTIHANKKEEN ESITTELY

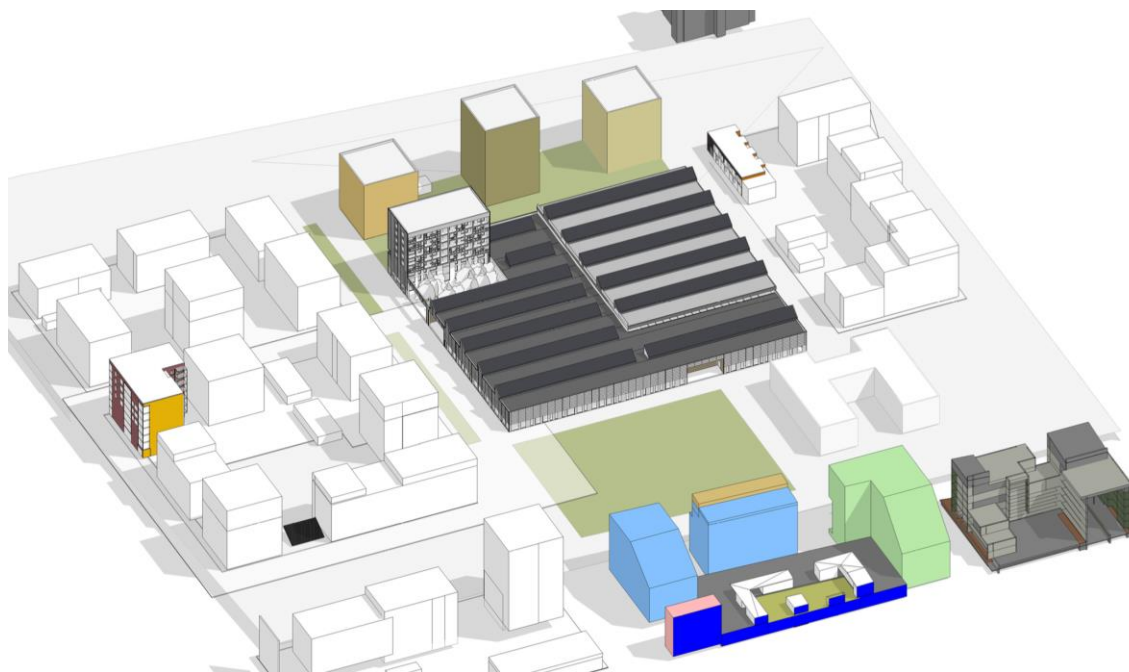
Aurinkosähköjärjestelmä suunnitellaan ja mitoitetaan Tampereen Härmälänrantaan rakennettavaan pilottikortteliin. Kortteli on osa suurempaa uudisrakennusalueutta. Korttelia käytetään pilottialustana EU Horisontti 2020 Älykäs Kaupunki -hankkeeseen ja aurinkosähkön hyödyntämisen lisäksi kohteessa pilotoidaan uutta rakennusteknologiaa, älykäitä tilojen- ja järjestelmien hallintaratkaisuja sekä energiatehokkaampaa asumista. Hankkeeseen liittyy useita eri projekteja ja projekti johon tämä pilottikortteli kuuluu, kantaa nimeä EU STARDUST. Kortteli on esitetty kuvassa 1.

Aurinkosähköjärjestelmän aurinkopaneelit asennetaan vapaa-aikakeskuksen ja parkkihallin katolle ja muut järjestelmän osat vapaa-aikakeskuksen teknisiin tiloihin. Vapaa-aikakeskuksen ja parkkihallin yhdistelmästä käytetään myöhemmin nimeä Lentokonetehtas. Nimi periytyy siitä, että rakennus tulee sijaitsemaan täsmälleen samalla kohdalla vanhan puretun lentokonetehtaan kanssa. Lisäksi korttelissa sijaitsee neljä kerrostalokiinteistöä.



Kuva 1: Pilottikortteli numero 1906, esitetty kuvassa värein. Kortteli sisältää Lentokonetehtaan sekä neljä kerrostalokiinteistöä. Lentokonetehtas sisältää 10400 m² vapaa-aikakeskuksen toimintoja sekä 12000 m² pysäköintiä kolmessa kerroksessa. Katopinta-alaa Lentokonetehtaalla on noin 10000 m².

Lentokonetehtaan eteläpuolella on suurehko puisto ja lisäksi suunnitellut talot eteläpuolella ovat Lentokonetehtästä matalampia, joten sen katto pinta on optimaalinen paikka aurinkopaneelille varjostusta ajatellen. Lentokonetehtaan eteläpääty on lähes kohtisuoraan etelään, jolloin aurinkopaneelit voidaan asentaa rakennuksen suuntaisesti. Kuvassa 2 näkyy malli Lentokonetehtaasta aurinkopaneelit katolle sijoitettuina.



Kuva 2: Projektio korttelista 1906. Kuvassa näkyy aurinkopaneelien mahdollinen sijoittelutapa Lentokonetehtaan katolle.

Olennainen osa pilottikorttelin aurinkosähköjärjestelmässä on, että tuotettua sähköä käytetään Lentokonetehtaan lisäksi myös viereisissä kiinteistöissä. Aurinkosähköjärjestelmällä pyritään lisäämään korttelin energiaomavaraisuutta ja pilotoidaan tilannetta, jossa lähituotettua sähköä voidaan käyttää kiinteistörajojen yli. Järjestelmällä varaudutaan myös mahdolliseen sähkön hinnan nousuun. Järjestelmästä kerätään toimintadataa ja tilastoja sen valmistumisen jälkeen.

Nykyisellään Lentokonetehtaaseen on suunniteltu niin sanotut kattolyhdyt aurinkopaneelien asennusta varten. Lopullisessa suunnitelmassa niitä ei kuitenkaan välttämättä ole, sillä niiden pinta-ala rajoittaa järjestelmän maksimitehoa. Aurinkopaneelit tullaan todennäköisesti asentamaan asennustelineille, joka on optimaalisempaa esimerkiksi asennuksen, tilankäytön ja paneelien jäähtymisen kannalta.

3. AURINKOSÄHKÖN TEORIA

Maapallon kaikki energia, lukuun ottamatta ydinvoimaa sekä kuun vetovoiman aiheuttamaa vuorovesivoimaa, on alkujaan peräisin auringosta. Maahan saapuvan auringon säteilyn energia on joka hetki yli 1000 kertaa enemmän, kuin koko maapallon käyttämä energia yhteenlaskettuna. Teoreettisesti energiaa on tarjolla riittävästi. (Häberlin, 2012)

Kuitenkin suuri osa ihmisten tuottamasta ja käyttämästä energiasta tuottaa maapallon ilmakehään haitallisia kasvihuonekaasuja, jotka edesauttavat ilmastonmuutosta. Siinä missä Eurooppa, Pohjois-Amerikka ja Japani ovat pystyneet vähentämään energiankäyttöä viime vuosina, kaikki muut maat ja maanosat ovat lisänneet energiankäyttöä. Tähän on syynä populaation lisääntyminen sekä elintason paraneminen. Tämä tarkoittaa sitä, että uusiutuvan energian käytön lisääminen on oleellista, jotta kasvihuonekaasujen tuotto saadaan pidettyä kurissa. Vuosina 2010-2016 asennetusta energiantuoton kapasiteetista noin puolet olivat uusiutuvia energianlähteitä. Aurinkosähkö oli tästä osuudesta noin kolmasosa. On ennustettu, että vuoteen 2040 mennessä uusiutuvien energianlähteiden osuus lisäystä kapasiteetista on noin 70 % ja tästä osuudesta aurinkosähkö käsittäisi noin 40 %. (International Energy Agency IEA, 2017)

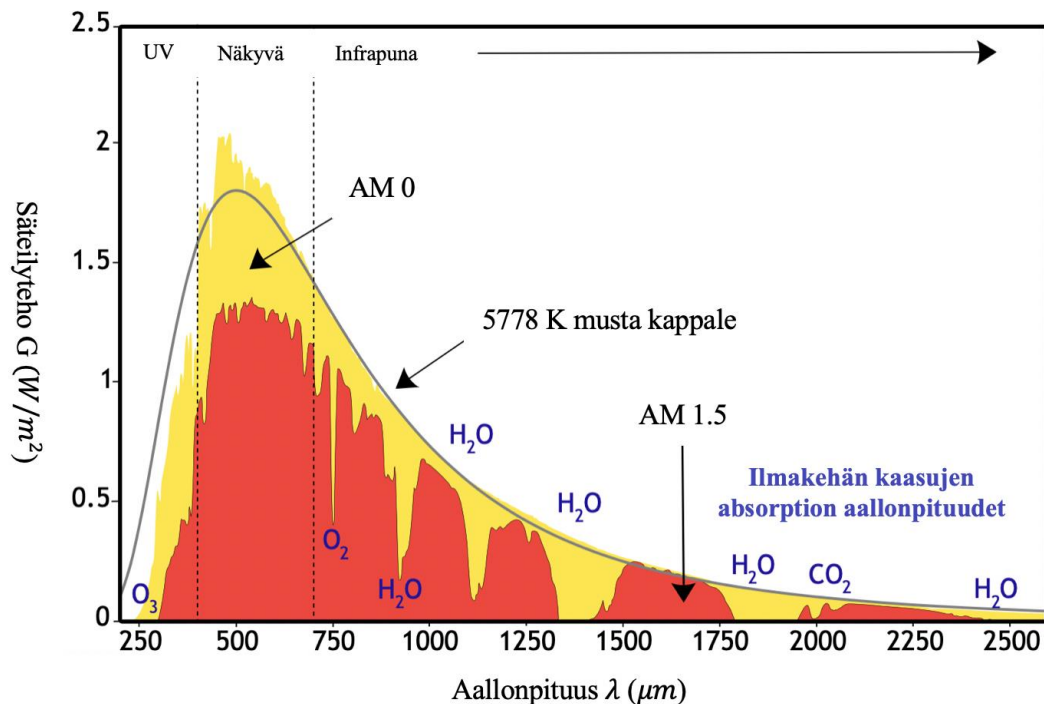
Tässä kappaleessa perehdytään aurinkosähkön tuottoon liittyviin kysymyksiin, käsitellään aurinkopaneelien teknologiaa, toimintaa ja nykytilannetta sekä tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmiä.

3.1 Auringon säteily

Aurinko on tähti, jossa tapahtuu jatkuvaa lämpöydin- eli fuusioreaktiota, missä yhdistyy kaksi vetyatomia deuteriumiksi ja positroniksi ja samalla vapautuu energiaa sähkömagneettisena säteilynä. Maahan saapuva sähkömagneettinen säteily on aallonpituudeltaan välillä 250 – 2600 μm , eli se sisältää näkyvän valon lisäksi infrapuna- ja ultraviolettisäteilyä. Aurinkovakioksi kutsutaan säteilytehoa, joka saapuu neliömetrin alueelle maapallon ilmakehään. Tämä on noin 1366 W/m^2 . Maan pinnalle saapuva säteilyteho on kuitenkin pienempi riippuen pilvettömän ilmakehän paksuudesta, johon vaikuttaa auringon säteilyn zenittikulma sekä ilmanpaine. Zenittikulma tarkoittaa poikkeamaa siitä linjasta, missä säteily saapuu kohtisuoraan maahan. Yleisesti maan pinnalle saapuvasta säteilystä käytetään arvoa 1000 W/m^2 zenittikulman ollessa noin 48,2° ja tätä arvoa käytetään yleisesti myös aurinkopaneelien ominaisarvojen määrittämiseen. Kun auringon säteily saapuu maan pinnalle kulmassa, ilmamassa on suurempi kuin kohtisuoraan tullessa. Tätä tilannetta usein myös kuvataan termillä ilmamassa (AM, eng. Air Mass) ja zenittikulmalla 48,2° ilmamassa on AM 1.5. (Dunlop, 2012) (Aurinkoteknillinen yhdistys ry, 2018)

Kaikki auringon säteily ei kuitenkaan tule suoraan maahan. Kokonaissäteily koostuu suorasta insolaatiosta eli säteilystä, sekä pilvistä ja ilman epäpuhtauksista sironneesta hajasäteilystä. Maan pinta myös heijastaa säteilyä takaisin, josta osa voi palata takaisin maahan vastasäteilynä. Vastasäteilyä aiheuttaa pilvet eli vesihöyry sekä hiilidioksidi ja otsoni. Aurinkopaneelit pystyvät hyödyntämään sekä suoraa säteilyä että hajasäteilyä. (Sinovoltaics, 2014)

Kuvassa 3 esitetään auringon säteilyn spektri sekä ilmamassalla nolla sekä ilmamassalla 1.5.

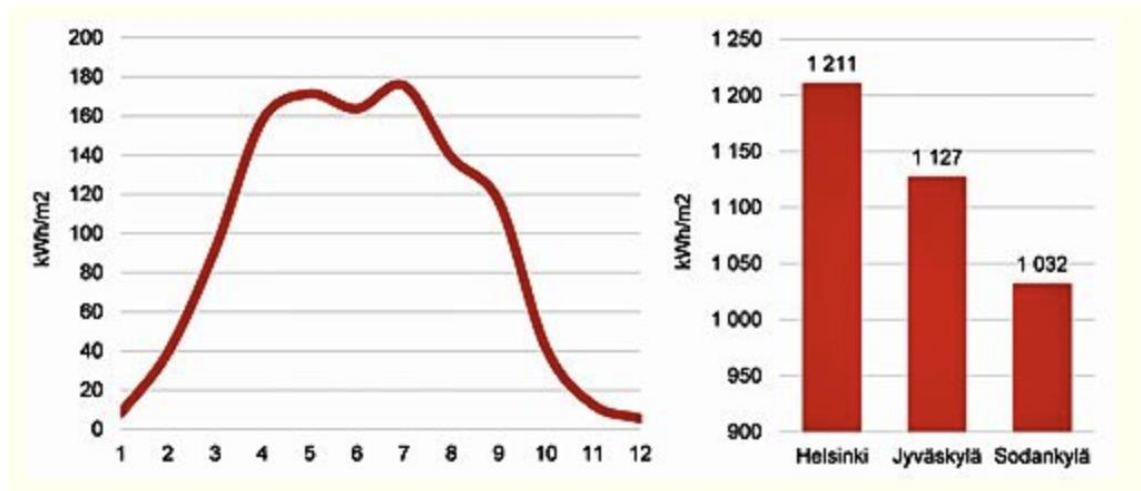


Kuva 3: Auringon säteilyn spektri. Keltaisella merkitty on ilmakehän rajalle saapuva säteily ja punaisella on maan pinnalle saapuva säteily ilmamassalla AM 1.5. Ilmakehässä olevat kaasut absorboivat tehokkaasti tiettyjä aallonpituuksia, nämä on merkitty kuvaan sinisellä. (Engdahl, 2014)

Kuten kuvasta 3 huomataan, suurimmat säteilyintensiteetit osuvat näkyvän valon aallonpituuksille. Tämän lisäksi huomataan ilmamassan vaikutus maahan saapuvaan säteilyn intensiteettiin.

3.2 Aurinkoenergia Suomessa

Suomessa pääsääntöisesti talvikuukausina (lokakuu–helmikuu) aurinkoenergian tuotto on huonoa, kuten kuvasta 4 nähdään. Samasta kuvasta kuitenkin havaitaan, että säteilyn määrä kasvaa huomattavasti maaliskuussa ja suurin säteily kuukausitasolla saavutetaan heinäkuussa. Toukokuussa säteily on lähes yhtä suurta kuin heinäkuussa.



Kuva 4: Auringon säteilyenergia Suomessa keskimäärin kuukausittain sekä eri kaupungeissa vuositasolla. Mitatut arvot 45° kulmaan asetetulla pinnalla. Kuukausittain saadut arvot ovat keskiarvo Ilmatieteen laitoksen eri puolella Suomea olevien mitausasemien tuloksista. (Motiva, 2018)

Kuvassa 4 säteilyenergiat on mitattu 45° kulmassa kohdistuvalle pinnalle. Vaakatasossa olevalle pinnalle kohdistuvan säteilyn määrä on luonnollisesti pienempi, koska Suomi on hyvin pohjoisessa ja auringon zenittikulma on suuri. Helsingissä säteilyenergia vuodessa on noin 980 kWh/m² (Motiva, 2018) ja Tampereella Härmälänrannassa noin 876 kWh/m² (esitetty kuvassa 5). (Valentin Software GmbH, 2017).



Kuva 5: Auringon kohtisuoraan maahan kohdistuva säteilyenergia kuukausittain Tampereen Härmälänrannassa. Kuvassa myös keskimääräinen kuukausittainen ilman lämpötila. (Valentin Software GmbH, 2017)

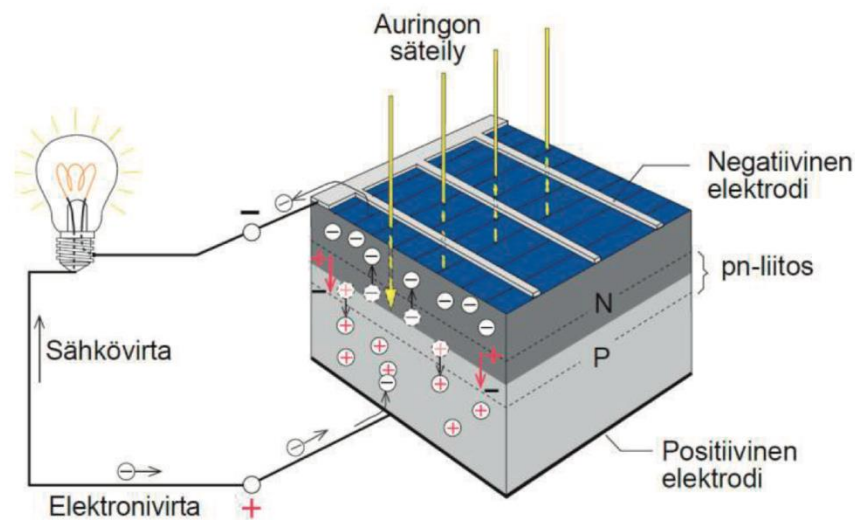
Kuvasta 5 nähdään, että suurin säteilyenergian keskiarvo saavutetaan kesäkuussa. Toukokuussa ja heinäkuussa keskiarvot ovat samat, mutta hieman alemmat kuin kesäkuussa.

3.3 Piiaurinkokennon toiminta

Tällä hetkellä kestävin ja edullisin materiaali aurinkokennojen valmistukseen on kiteinen, seostettu pii. Tällaisen aurinkokennon toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön ja sen täydelliseen ymmärtämiseen tarvitaan puolijohdefysiikan tuntemusta.

Kuten kuvassa 6 on esitetty, aurinkokenno koostuu karkeasti yksinkertaistaen kahdesta päällekkäisestä piipohjaisesta seostetusta puolijohde-elektrodista. P-tyypin puolijohdetta saadaan seostamalla (”douppaamalla”, eng. doping) piihin esimerkiksi booria, jolla on atomissa vähemmän elektroneja kuin piillä. Tällaista atomia sanotaan akseptoriksi (eng. acceptor). N-tyypin puolijohdetta saadaan vastaavasti seostamalla piihin esimerkiksi fosforia, jolla on enemmän elektroneja kuin piillä. Tällaista atomia sanotaan vastaavasti donoriksi (eng. donor). Muitakin puolijohdemateriaaleja on mahdollista käyttää, esimerkiksi germanium (Ge) on jokseenkin yleinen materiaali. Piitä käytetään kuitenkin ylivoimaisesti eniten sen saatavuuden takia. (Häberlin, 2012)

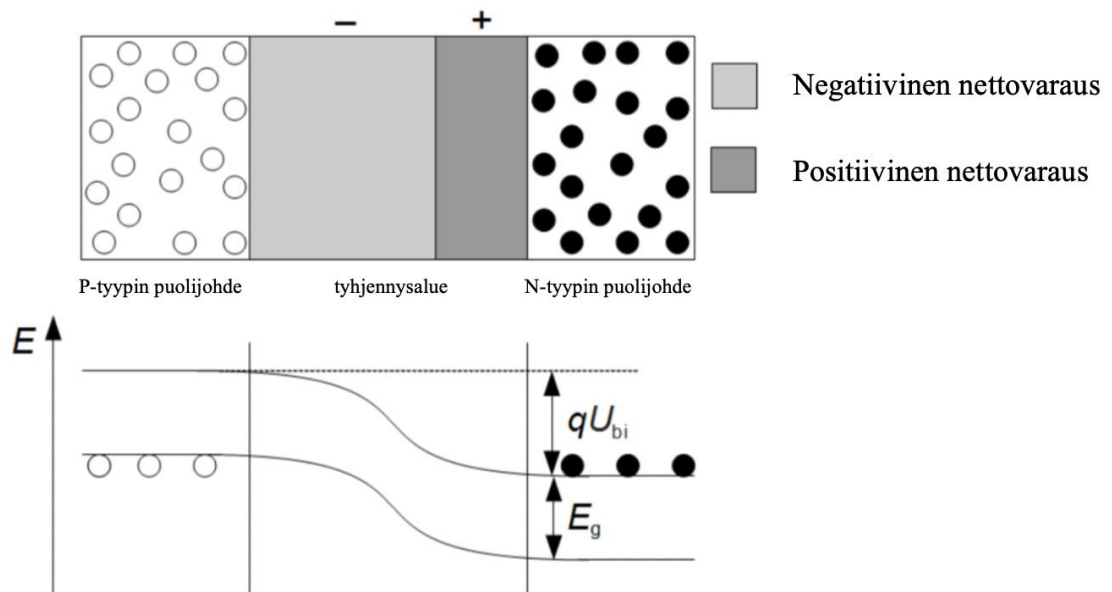
Aurinkokennossa on auringon puolella hyvin ohuet johtimet, jotta ne eivät varjostaisi puolijohdetta. Lisäksi aurinkokennoa suojaa vahva, heijastamaton pinnoite, joka on yleensä lasia. Positiivinen elektrodi voi olla koko kennon kokoinen ja sen pinta-ala on yleensä mahdollisimman suuri sisäisten resistanssien minimoimiseksi.



Kuva 6: Kiteisestä piistä valmistetun aurinkokennon toimintaperiaate. (Paavola, 2013)

P-tyypin seostettu puolijohde eli positiivinen elektrodi, kuten kuvassa 6 on esitetty, sisältää ”positiivisia” varauksia eli aukkoja enemmän kuin piissä normaalisti. N-tyypin puolijohde taas sisältää elektroneja enemmän. Näiden kahden puolijohdeen liitosta sanotaan pn-liitokseksi. (Häberlin, 2012)

Elektrodit sisältävät energiatasoja, jotka ovat nimeltään valenssivyö (eng. valence band) ja johtavuusvyö (eng. conduction band). Nämä ovat atomitasolla elektronien orbitaalien tasoja, joista valenssivyö on energiatasoltaan matalampi. Elektroni tarvitsee energiaa ”noustakseen” suuremmalle energiatasolle, johtavuusvyölle. Energia, joka tähän tarvitaan, on esitetty kuvassa 7 merkinnällä E_g ja sitä kutsutaan energiaraoksi (eng. band gap). Mikäli auringon säteilyn valokvantti eli fotoni sisältää enemmän energiaa kuin energiaraako, elektroniin törmätessään se voi virittää elektronin valenssivyöltä johtavuusvyölle.



Kuva 7: Periaatekuva puolijohdeiden välisestä sähkökentästä. Ylempänä yksinkertaistettu rakenne ja alempana elektronien ja aukkojen energia E sijainnin suhteen. Tyhjennysalue johtuu elektronien ja aukkojen luonnollisesta diffuusiosta. Kuvassa E_g on energiaraako, qU_{bi} on alkeisvarauksen ($1,602 \cdot 10^{-19} \text{C}$) ja puolijohdeiden välisen potentiaalieron tulo. Vaaleat pallot esittävät aukkoja, mustat elektroneja. (Lappalainen, 2012)

Kun fotoni virittää elektronin ylemmälle energiatasolle n-tyypin puolijohdeessa (valenssivyöltä johtavuusvyölle), elektroni ei pääse tyhjennysalueen läpi p-tyypin puolelle tyhjennysalueen positiivisen nettovarauksen takia, mutta aukko siirtyy. Tällöin puolijohdeiden välille syntyy sähkökenttä, joka purkautuu n- ja p-tyypin puolijohdeiden välille kytketyn kuorman kautta ennen kuin aukko ja elektroni pääsee luonnollisesti rekombinoitumaan. Rekombinaatio tarkoittaa sitä, että elektronit kulkeutuvat tietyn ajan kuluessa ylimääräisten aukkojen paikalle ja aukot elektronien paikalle.

Valenssivyön ja johtavuusvyön välinen energia määräytyy sen mukaan, mitä puolijohdetyppejä seostuksessa käytetään. Seostuksen jälkeen välinen etäisyys pysyy lähes vakiona. Fotonien energia ei kuitenkaan ole vakio, vaan muuttuu valon aallonpituuden suhteessa. Tällöin elektronin absorboima energia voi olla suurempi, kuin siihen vaadit-

taisiin. Vastaavasti energia voi olla pienempi ja elektroni absorboi sen, siirtymättä kuitenkaan valenssivyöltä johtavuusvyölle. Molemmissa tapauksissa ylimääräinen energia muuttuu lämmöksi. Taulukossa 1 alla on lueteltu tekijöitä, jotka vaikuttavat aurinkokennon hyötysuhteeseen.

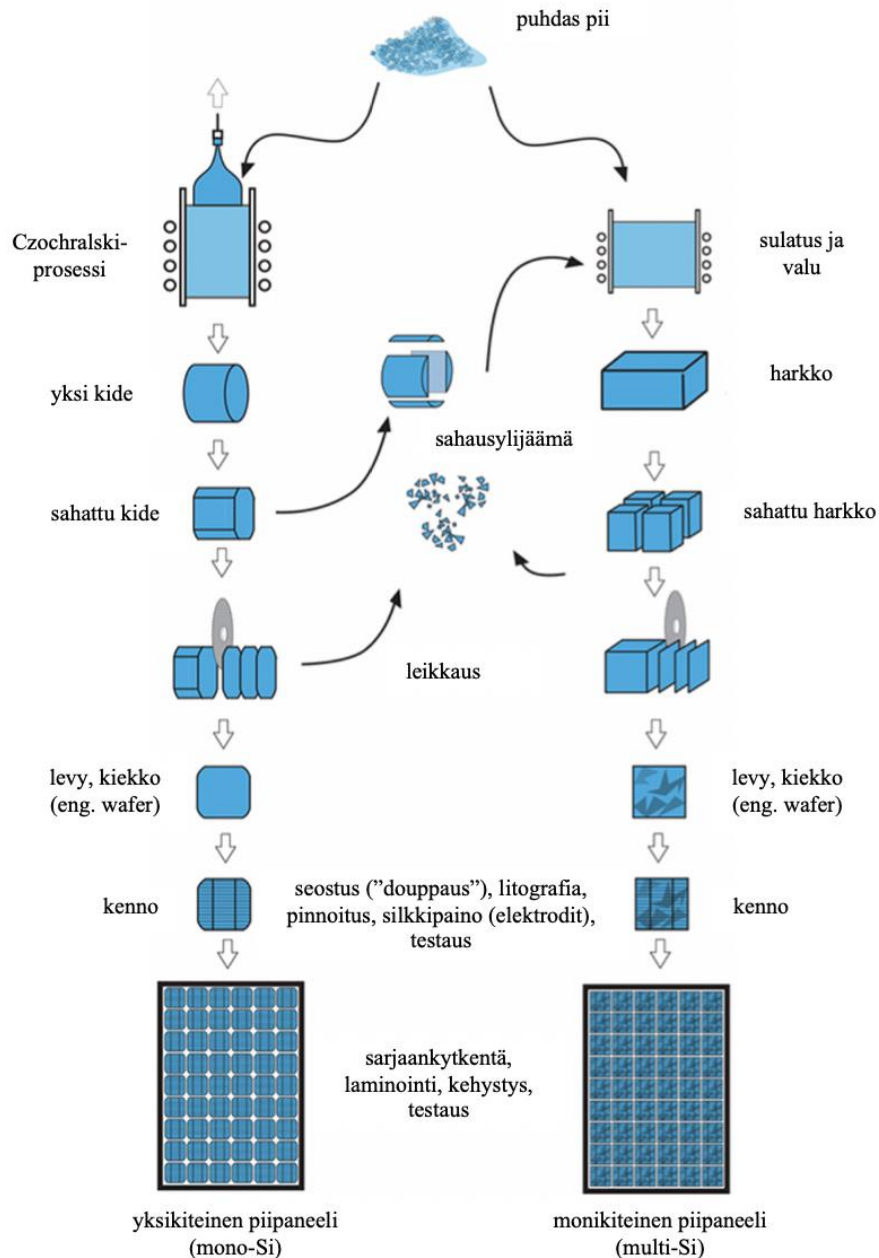
Taulukko 1: Kiteisestä piistä valmistetun aurinkokennon hyötysuhteeseen vaikuttavat tekijät. Prosenttiosuudet ovat suuntaa-antavia ja kertovat suuruusluokasta. (Ostamo, 2009)

syy	100 %
Pinnan johtimet varjostavat	- 4 %
Fotonit heijastuvat pinnasta	- 2 %
Fotoni absorboituu muualle	- 1 %
Fotonin energia pienempi kuin energiarako	- 19 %
Fotonin energia suurempi kuin energiarako	- 29 %
Kaikki elektronit eivät kulkeudu johtimien kautta	- 5 %
Energiarako on suurempi kuin piirin jännite	- 19 %
Johtimien resistanssit	- 5 %
Hyötysuhde	16 %

Kuten taulukosta huomataan, suurin tekijä hyötysuhteen alenemiseen on energiarakon sopimattomuus saapuvan fotonin energiaan, johon ei voi vaikuttaa muuten kuin puolijohdemateriaalin vaihtamisella. Lisäksi johdinmateriaalit ja piirin ominaisuudet vaikuttavat hyötysuhteeseen.

3.4 Piiaurinkokennon valmistusprosessi

Piiaurinkokennon valmistuksessa on karkeasti jaoteltuna kaksi erilaista valmistusprosessia. Toisessa kennoja valmistetaan yksikiteisestä piistä, toisessa monikiteisestä piistä. Kuvassa 8 on havainnollistettu molempien prosessien vastaavien vaiheiden kulku.



Kuva 8: Yksi- ja monikiteisen piiaurinkopaneelin valmistusprosessi. (Viridian concepts ltd., 2017)

Valmistus alkaa puhtaasta piistä. Yksikiteistä kennoa valmistettaessa pii sulatetaan ja siitä tehdään niin sanotulla Czochralski-prosessilla yksi suuri piikide. Tässä prosessissa kidettä kasvatetaan alkukiteen ympärille pyörittämällä ja nostamalla kidettä hitaasti nestemäi-

sestä piistä. Monikiteistä kennoa valmistettaessa pii sulatetaan ja valetaan muottiin harkoksi. Sulatuksen yhteydessä piihin voidaan seostaa esimerkiksi booria p-tyyppin puoli-johteen ominaisuuksien saavuttamiseksi. Tämän jälkeen kide tai harkko sahataan halutun kokoiseksi. Yksikiteisestä piistä sahausjätettä tulee paljon, koska piikide halutaan sahata enemmän neliömäiseen muotoon pinta-alan maksimoimiseksi. Sahausjäte voidaan hyödyntää uudelleen sulattamalla ja valmistamalla monikiteistä piikennoa.

Sahauksen jälkeen kide tai harkko leikataan, jolloin siitä muodostuu piikiekkö (eng. wafer). Tämän jälkeen valmistajasta riippuen kiekkoon voidaan tehdä useita prosesseja pinnan tasaisuuden parantamiseksi. Tämän jälkeen kiekko seostetaan (”doupataan”) esimerkiksi fosforilla, jotta siihen saadaan p-n-liitos. Seostus tehdään kaasudiffuusiolla.

Seostuksen jälkeen kiekkoon painetaan elektrodit etu- ja takapuolelle. Nämä painetaan joko litografia- tai silkkipainotekniikalla (eng. lithography, screen-printing). Kiekot myös pinnoitetaan heijastusta estävällä materiaalilla hyötysuhteen kasvattamiseksi. Valmis kenno myös testataan sähköisiltä ominaisuuksiltaan ja sille annetaan erätunnus.

Kennot valikoidaan erätunnuksen mukaan siten, että paneeliin tulee suoritusarvoiltaan mahdollisimman samankaltaiset kennot. Kennot asetetaan sarjaan, yhdistetään, laminoidaan laminointikalvolla, päälle asetetaan suojalasi, paneelille rakennetaan alumiinikehys ja lopuksi asennetaan johtimet, ohitusdiodi ja kytkentärasia. Ohitusdiodin toiminnasta kerrotaan kappaleessa 3.6. Lopuksi aurinkopaneeli testataan.

Nykyään piiaurinkopaneelien valmistajia ja valmistustapoja on niin paljon, ettei yksikiteisen ja monikiteisen piiaurinkopaneelin suoritusarvoissa ole suurta eroa. Yksikiteisellä aurinkopaneelilla on nimellisesti parempi hyötysuhde ja se suoriutuu paremmin pienessä valon intensiteetissä, mutta valmistuksen energiantensiivisyys ja materiaalihukka tekee siitä kalliimman. (Viridian concepts ltd., 2017) (Energysage, 2018)

Piiaurinkopaneeleilla on tällä hetkellä noin 95,5 % markkinaosuus kaikesta aurinkopaneelituotannosta ja loppu 4,5 % on ohutkalvopaneeleilla. Ohutkalvopaneelien osuus on kuitenkin ollut laskussa vuodesta 2009, koska piiaurinkopaneelien kustannustehokkuuden kehitys on ollut nopeampaa. Monikiteisestä piistä valmistetut paneelit kattavat ylivoimaisesti suurimman markkinaosuuden, noin 62 % kaikesta aurinkopaneelituotannosta, mutta yksikiteisestä valmistetut paneelit käsittävät edelleen kolmanneksen markkinoista. Muilla kennotyypeillä ei ole vielä markkinaosuuksia. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 2018)

3.5 Muut aurinkokennotyytit ja niiden ominaisuudet

Kiteisestä piistä valmistetut aurinkokennot ovat pisimpään markkinoilla ollut teknologia ja niiden kehitys alkaa hiljalleen saturoitua. Piiaurinkokennojen sanotaan olevan ensimmäisen sukupolven aurinkokennoja. Tässä kappaleessa esitellyt aurinkokennotyytit edustavat myöhempiä sukupolvia, joista moniliitos- ja ohutkalvoaurinkokennot kuuluvat

toiseen sukupolveen. Väriaine-, orgaaniset/epäorgaaniset aurinkokennot sekä muut uusimmat kehittyvät teknologiat kuuluvat kolmanteen eli uusimpaan sukupolveen. Tulevaisuuden seuraavat sukupolvet sisältävät kaupallistuneita teknologioita, jotka ohittavat piikennot halvempina ja energiatehokkaampina. (Urja, 2016)

Tällä hetkellä paras piikennon hyötysuhde laboratorio-olosuhteissa on noin 26 % (NREL, 2018). Paras kaupallisen piiaurinkopaneelin hyötysuhde on noin 22 %, joka on valmistajan ilmoittama ja testattu laboratorio-olosuhteissa. Todelliset hyötysuhteet jäävät alle 20 %:in, ottaen huomioon esimerkiksi lämpötilan vaikutuksen hyötysuhteeseen. (Energysage, 2018)

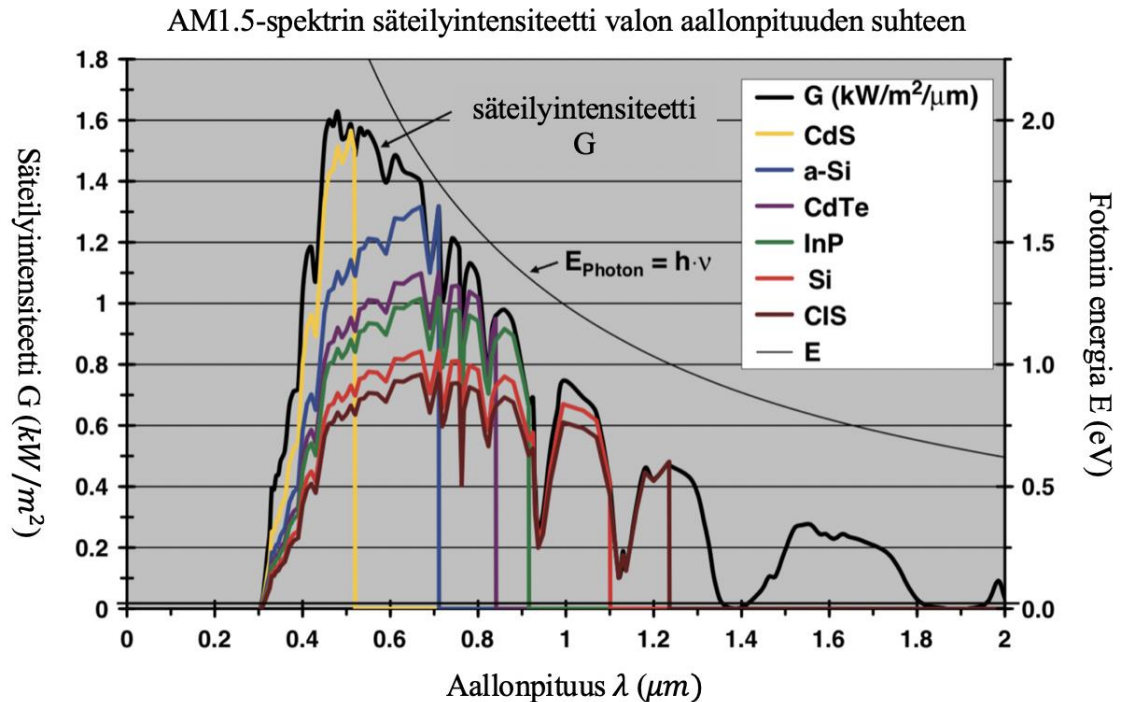
3.5.1 Moniliitosaurinkokennot

Moniliitosaurinkokennoissa hyödynnetään useita puolijohteita, jolloin saadaan useamman energian sisältävät fotonit absorboitua. Mahdollisia yhdistelmiä voivat olla esimerkiksi Ge/GaAs/GaInP (M. A. Green, 2013). Taulukossa 2 on lueteltu muita mahdollisia puolijohdemateriaaleja.

Taulukko 2: Eri puolijohdemateriaaleja erilaisine energiarakoineen. (Häberlin, 2012)

puolijohde	lyhenne	Energiarako E_g (eV)
germanium	Ge	0,66
kupari indium diselenidi	$CuInSe_2$ (CIS)	1,02
indium fosfidi	InP	1,35
gallium arsenidi	GaAs	1,42
kadmium telluuri	CdTe	1,46
kadmium sulfidi	CdS	2,4
amorfinen pii	a-Si	noin 1,75
kiteinen pii	c-Si	1,12

Kuten taulukosta 2 huomataan, fotonilta vaadittava energia voi vaihdella huomattavasti riippuen puolijohteesta. Se, että fotonin energia on suurempi kuin energiarako, riippuu karkeasti ottaen valon aallonpituudesta. Auringon säteilyn spektri kuitenkin sisältää tiettyjä aallonpituuksia enemmän, joka on esitetty kuvassa 9.



Kuva 9: Auringon säteilyn spektri (AM1.5). Säteilyintensiteetti aallonpituuden funktiona sekä fotonin energia elektronivoltteina. (Häberlin, 2012)

Kuvasta 9 havaitaan, että esimerkiksi kiteinen pii puolijohdeena (Si) pystyy hyödyntämään vain osan säteilyn spektristä. Jokaisella puolijohdetyypillä on ominaisalueensa spektristä, jolla se toimii tehokkaasti.

Moniliitosaurinkokennoja käytetään lähes yksinomaan erikoiskohteissa, esimerkiksi avaruusaluksissa. Tämä johtuu siitä, että käytettävät materiaalit ovat erittäin harvinaisia eli louhinta kuluttaa paljon energiaa. Lisäksi materiaalit voivat olla ongelmallisia kierrättää tai myrkyllisiä. Esimerkiksi, vaikka gallium-arseenilla voidaan saavuttaa erinomaisia hyötysuhteita (29 %), galliumia on maaperässä vain noin 0,00015 % ja arseenia 0,00005% (piitä on noin 27 %). Lisäksi arseeni on myrkyllinen alkuaine, joka hankaloittaa kierrättämistä. (Häberlin, 2012)

Moniliitosaurinkokennot yleisesti ovat hyötysuhteeltaan parhaimpia, saavuttaen laboratorio-olosuhteissa jopa 46 % hyötysuhteen. (NREL, 2018)

3.5.2 Ohutkalvoaurinkokennot

Ohutkalvoaurinkokennot ovat kiinnostava aurinkokennotyyppi, koska niistä voidaan valmistaa taipuisia ja hyvin ohuita. Lisäksi niiden valmistukseen käytetään hyvin vähän materiaalia ja energiaa verrattuna perinteiseen kiteisestä piistä valmistettuun aurinkokennoon. Ohutkalvoaurinkokennojen hyötysuhteet ovat tyypillisesti muutamia prosentteja huonommat kuin kiteisen piiaurinkokennon, mutta niiden tehonalenema lämpötilan funk-

tiona on vain karkeasti puolet perinteisiin kiteisestä piistä valmistettuihin aurinkopaneeliin verrattuna. Parhaimmillaan laboratorio-olosuhteissa ohutkalvoaurinkokennolle on saavutettu 23,3 % hyötysuhde kupari-indium-gallium-seleenikennolla (CIGS). (NREL, 2018) (Taesoo, et al., 2017)

Yleisimmät materiaalit ohutkalvoaurinkokennoissa ovat kupari-indium-gallium-seleeni (CIGS), kadmium-telluuri (CdTe) ja amorfinen pii (a-Si). Amorfisesta piistä valmistetut kennot kärsivät ohutkalvokennoista huonoimmasta hyötysuhteesta ja lisäksi kennojen hyötysuhde laskee 10-30 % ensimmäisen kahden energiantuotantovuoden aikana. Hyötysuhteen heikentyminen johtuu siitä, että valon säteily aiheuttaa materiaalissa metastaabiiliuden muutoksia amorfisen piin molekyyliessä. Tätä ilmiötä kutsutaan Staebler-Wronskin vaikutukseksi (eng. Staebler-Wronski effect). Kiinnostavampia ovatkin CdTe- ja CIGS-ohutkalvokennot. Tällä hetkellä kaikista myytävistä aurinkopaneeleista noin 5 % on ohutkalvoaurinkopaneeleja. Näistä noin puolet ovat CdTe-aurinkopaneeleja, 45 % CIGS-aurinkopaneeleja ja loput amorfisesta piistä valmistettu. (Taesoo, et al., 2017) (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 2018)

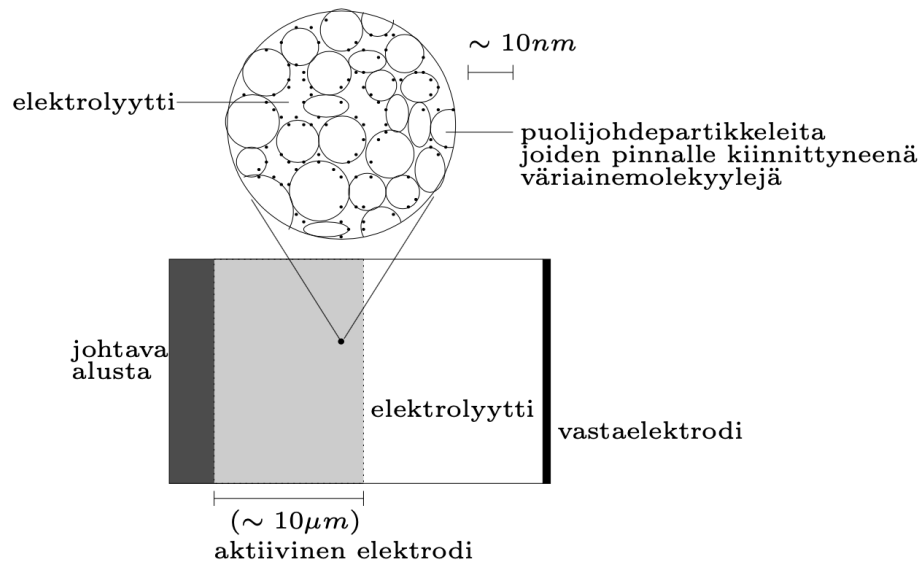
Vaikka ohutkalvoaurinkokennojen markkinaosuus on tällä hetkellä vielä hyvin pieni, materiaalien louhinnan ja valmistusmenetelmien kehittymisen ansiosta ohutkalvoaurinkopaneelien osuus kaikista aurinkopaneeleista voi mahdollisesti nousta huomattavasti tulevaisuudessa. (Taesoo, et al., 2017)

3.5.3 Väriaine-, orgaaniset ja epäorgaaniset aurinkokennot

Vaikka kiteisillä piiaurinkokennoilla on ylivoimaisesti suurin markkinaosuus, uusia aurinkokennotyyppejä kehitetään jatkuvasti. Piiaurinkokennojen huono puoli on valmistuksen monimutkaisuus, energiantensiivisyys ja materiaalien runsas käyttö. Uusien aurinkokennotyyppien kehityksessä pyritään välttämään näitä ominaisuuksia, jotta valmistuksesta tulisi halvempaa ja puhtaampaa.

Väriaineaurinkokennot

Väriaineaurinkokennoissa (eng. dye-sensitized solar cells, DSSC, joskus kutsutaan myös nimellä Grätzel-kenno) säteilyn fotonin energia absorboituu väriaineeseen. Väriaine ionisoituu ja elektroni siirtyy puolijohdepartikkeleihin. Puolijohdepartikkelit ovat yleensä titaanioksidia (TiO_2). Puolijohdeossa elektronit pääsevät kulkemaan johtavalle alustalle ja kuorman kautta takaisin vastaelektrodille ja siitä elektrolyyttiin. Elektrolyytin ionit palauttavat elektronit takaisin väriaineeseen. Kuvassa 10 on havainnollistettu väriaineaurinkokennon rakenne.



Kuva 10: Väriaineaurinkokennon rakenteen periaatekuva. (Kovanen, 2010)

Väriaineaurinkokennoissa suuri haaste on materiaalien kehittäminen. Elektrolyytin ja aktiivisen elektrodin sekä väriaineen kiinnittymiseen tarkoitettu pinta-ala on esimerkiksi saatava mahdollisimman suureksi. Tähän tarkoitukseen on kehitetty erilaisia nanomateriaaleja.

Väriaineaurinkokennoja ei toistaiseksi vielä valmisteta juurikaan massatuotantona, mutta niiden mahdollisuudet ovat potentiaalisia. Tällä hetkellä väriaineaurinkokennolla paras hyötysuhde on noin 12 %. (Kovanen, 2010) (NREL, 2018)

Orgaaniset ja epäorgaaniset aurinkokennot

Orgaanisten ja epäorgaanisten aurinkokennojen toimintatapa muistuttaa jokseenkin pii-aurinkokennojen toimintaa. Aurinkokennossa on orgaanista tai epäorgaanista ”p- tai n-tyypin materiaalia”, joita kutsutaan donoriksi ja akseptoriksi. Donorimateriaalin molekyyleillä on niin sanottuja varaustiloja, joita kutsutaan termeillä LUMO ja HOMO (eng. lowest unoccupied molecular orbital, highest occupied molecular orbital). Kun fotoni osuu donorin molekyylisiin, se virittää elektronin HOMO-tasolta LUMO-tasolle. Tämä elektroni ei kuitenkaan suoraan siirry elektrodille, vaan luo eksitonin (eng. exciton), jonka on siirryttävä donorin ja akseptorin rajalle. Rajalla eksitoni ”hajoaa” varauksenkuljettajiksi eli elektroneiksi ja ”aukoksi”. (Marinova, et al., 2016)

Eksitonin elinaika on kuitenkin hyvin lyhyt, joka käytännössä rajoittaa donorin ja pak-suuden alle 10 nanometriin, jotta eksitoni ehtii kulkemaan donorin läpi. Tähän on ratkaisu bulkkiheteroliitos (eng. bulk heterojunction BHJ), jossa donori ja akseptori on sekoitettu keskenään siten, että eksitonilla on kaikkialta lyhyt matka akseptorimateriaalille. (Marinova, et al., 2016)

Orgaaniset ja epäorgaaniset aurinkokennot toimivat fysikaalisesti samalla tavalla, mutta materiaalit eroavat toisistaan. Orgaaniset aurinkokennot sisältävät lähes poikkeuksetta

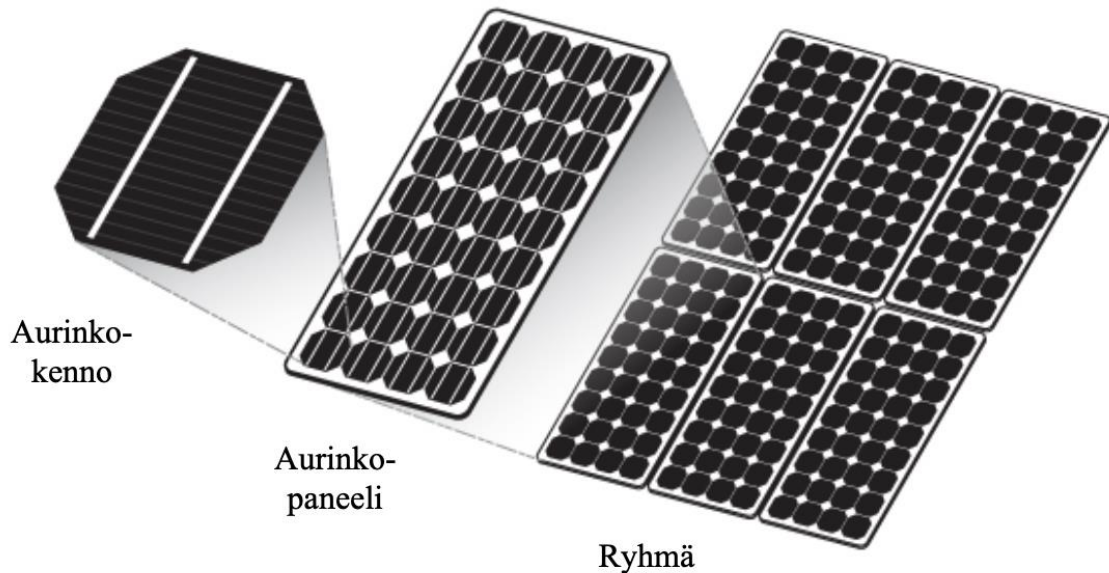
hiiliketjujen ympärille rakentuneista polymeereistä. Orgaanisissa materiaaleissa kuitenkin heikkoutena on epäsäännöllisyys, epäpuhtaudet sekä usein jokseenkin sopimattomuus auringon säteilyn aallonpituuksiin (eli suurinta osaa säteilyn fotonin energiasta ei voida hyödyntää). Orgaanisissa aurinkokennoissa yleisesti käytetty donori–akseptoripari on nimeltään P3HT:PCBM (eng. poly 3-hexylthiopene P3HT, [6,6]-phenyl- C_{61} -butyric acid $PC_{61}BM$). Toinen yleisesti käytetty donori on esimerkiksi PEDOT:PSS (eng. [poly(3,4-ethylenedioxythiophene)] PEDOT, poly(styrenesulfonate) PSS). Elektrodina orgaanisissa kennoissa voidaan käyttää esimerkiksi indiumtinaoksidia, vaikka se onkin epäorgaaninen yhdiste. (eng. indium tin oxide ITO). (Marinova, et al., 2016)

Epäorgaaniset aurinkokennot ovat kehittyneet orgaanisia nopeammin, koska epäorgaanisilla materiaaleilla voidaan saavuttaa parempi valon aallonpituuksien absorboiminen. Nämä epäorgaaniset aurinkokennot sisältävät erilaisia orgaanisen ja epäorgaanisen materiaalin yhdisteitä, joita kutsutaan usein perovskiiteiksi (eng. perovskite). Tällä hetkellä perovskiittikennolla paras saavutettu hyötysuhde on noin 23 %, mikä on jo lähes yhtä hyvä kuin piiaurinkokennon paras saavutettu hyötysuhde (noin 26 %). (Marinova, et al., 2016) (NREL, 2018)

Orgaaniset ja epäorgaaniset aurinkokennot ovat tällä hetkellä väriaineaurinkokennojen kanssa teknisesti nopeimmin kehittyvä kennotyyppi. Erityisen kiinnostavia ne ovat siksi, että suurin osa käytetyistä materiaaleista ovat läpinäkyviä ja niitä voi valmistaa esimerkiksi painamalla rullalta rullalle -tekniikkaa käyttäen tai tulostaa, kuten mustesuihkutulostimella. Tämä tarkoittaa sitä, että tulevaisuudessa aurinkokennoja voisi liittää esimerkiksi rakennuslasiin, hyödyntäen suuria pinta-aloja rakennuksista sähköntuotantoon. Vielä kuitenkin orgaanisia ja epäorgaanisia aurinkokennoja ei juurikaan valmisteta kaupallisesti.

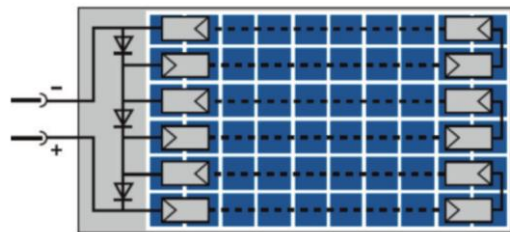
3.6 Aurinkopaneelien rakenne ja kytkentä

Aurinkopaneelit koostuvat monesta aurinkokennosta, jotka on kytketty sarjaan. Aurinkopaneelin rakenne on hahmotettu kuvassa 11.



Kuva 11: Aurinkokenno, aurinkopaneeli ja ryhmä. (Samlexsolar, 2018)

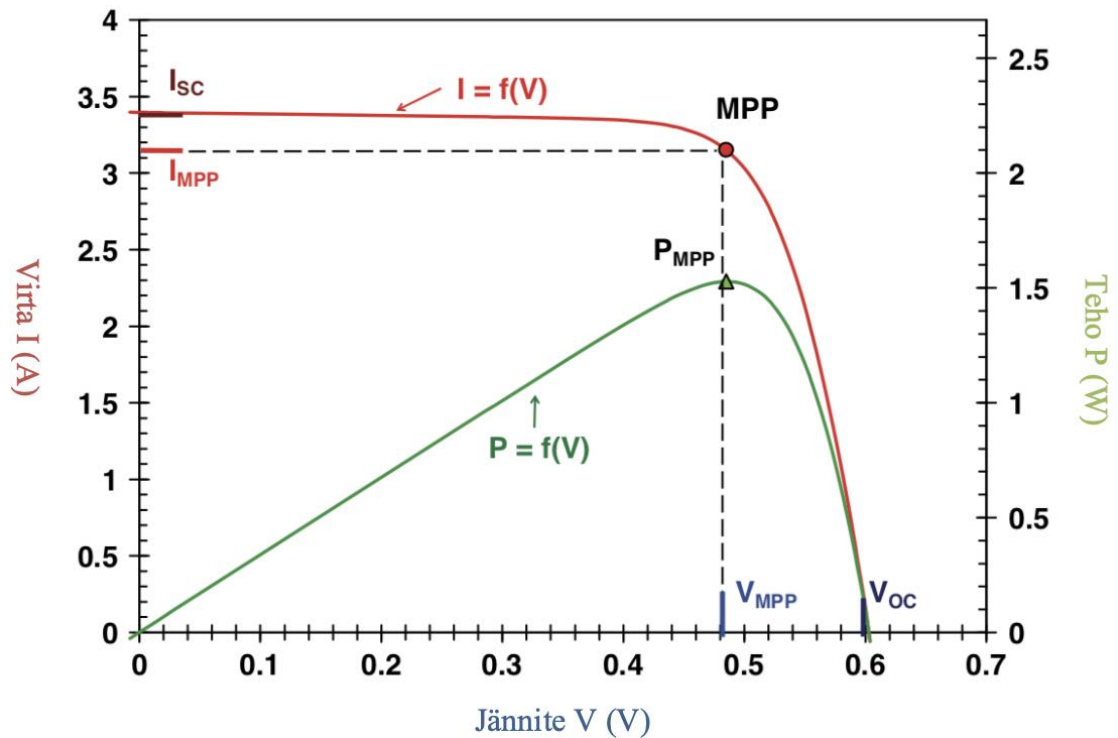
Lisäksi kennot ovat suojattu ohitusdiodilla. Aurinkokennojen kytkennän periaatekuva aurinkopaneelissa näkyy kuvassa 12.



Kuva 12: Aurinkokennot sarjaan kytkettynä ja ohitusdiodilla varustettuna. Tyypillisesti aurinkopaneeli koostuu kymmenistä kennoista. (Paavola, 2013)

Ohitusdiodi on mitoitettu siten, että paneelin osittaisessa varjostustilanteessa sähkövirta ei kulje varjostettujen kennojen vaan diodin kautta, suojellen kennoja ylikuumentumiselta. Tämä tosin tarkoittaa sitä, että varjostustilanteessa, jossa ohitusdiodilla suojatusta sarjasta on kenno varjostettuna, kyseisen sarjan tehontuotto putoaa lähes nolnaan. Tällainen tilanne on esitetty esimerkiksi kuvassa 16.

Aurinkokennojen ominaisuudet hieman vaihtelevat valmistusmateriaalien laadusta ja valmistustavoista, mutta pääpiirteittäin virta-jännite (ja teho-jännite) -käyrät näyttävät yksittäisellä aurinkokennolla kuvan 13 kaltaiselta.



Kuva 13: Yksittäisen yksikiteisen piiaurinkokennon I - V ja P - V -käyrät (virta-jännite ja teho-jännite). Kennon pinta-ala noin 102 cm^2 ja säteilyteho $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Kennon lämpötila 25°C . (Häberlin, 2012)

Kuvaan merkityt pisteet V_{OC} (eng. open circuit) ja I_{SC} (eng. short circuit) tarkoittavat tyhjäkäyntijännitettä ja oikosulkuvirtaa. Tyhjäkäyntijännite tarkoittaa avoimen piirin mitattua jännitettä ja oikosulkuvirta nimensä mukaisesti maksimivirtaa, jonka aurinkokenno tuottaa silloin, kun se on oikosuljettu. Maksimitehopiste (eng. maximum power point, MPP) tarkoittaa sitä pistettä, jossa aurinkokenno tuottaa suurimman tehon. Tyypillisesti maksimitehopisteessä kennon tuottama jännite on vielä lähellä tyhjäkäyntijännitettä, mutta virtaa edelleen kasvattamalla jännite putoaa nopeasti. Mikäli aurinkokennon maksimiteho olisi suoraan tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran tulo, aurinkokennon täyterroin (eng. fill factor, FF) olisi 1,0 (tai 100%). Täyterroin kuvaa siis virta-jännitekäyrän muodostaman pinta-alan suhdetta tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran muodostamaan pinta-alaan. Käytännössä aurinkokennojen täyterroin on enintään noin 0,8 (tai 80%) ja riippuu kennon valmistusmateriaaleista, valmistustavoista ja rakenteesta. Aurinkopaneelit suunnitellaan tietylle nimellijännitteelle, joita on esitetty taulukossa 3. (Häberlin, 2012)

Taulukko 3: Aurinkopaneelien tyypilliset jännitteet maksimiteholla toimiessaan.
(Cormican, 2016)

Nimellisjännite U (V)	tyhjäkäyntijännite U (V_{oc})	Jännite maksimiteholla U (V_{MPP})	Kennojen määrä paneelissa
12	21	17	36
18	30	24	48
18	33	26	54
20	36	29	60
24	42	35	72

Kuten taulukosta 3 huomataan, aurinkopaneelin tyhjäkäyntijännite on huomattavasti korkeampi kuin maksimitehon jännite. Koska aurinkopaneelien maksimitehopisteen jännite on tyypillisesti 35 V tai alle, on aurinkopaneeleja kytkettävä sarjaan korkeamman jännitteen tuottamiseksi. Useita aurinkopaneeleja sisältäviä sarjoja sanotaan aurinkopaneeliryhmiksi (eng. array).

3.7 Aurinkopaneelin energiantuottoon vaikuttavat tekijät

Aurinkopaneelien energiantuottoon vaikuttaa itse paneelin sähköisten ominaisuuksien lisäksi hyvin paljon ulkoiset tekijät. Nämä vaikutustekijät ovat suuri osa järjestelmän kokonaisenergiatuotossa ja lisäksi vaihtelevat sijainnin mukaan.

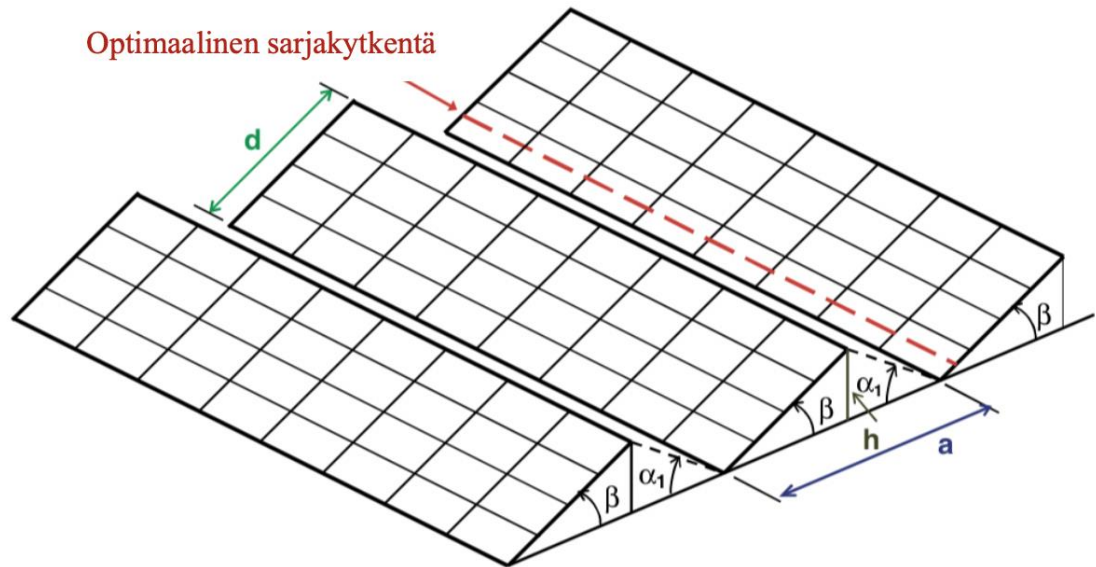
3.7.1 Asennuskulma

Aurinkopaneeli, joka on asennettu etelään 45° kulmaan, tuottaa sähköä 20-30 % enemmän vuodessa kuin vaakasuoraan asennettu aurinkopaneeli (Motiva, 2018). Etelästä poikkeaminen kaakkoon tai lounaaseen päin 15° ei vaikuta tuottoon oleellisesti. Optimikulmasta (45°) poikkeaminen 15° vähentää vuosituotantoa noin 5 %. (Motiva, 2016)

Aurinkopaneelien asennuskulman poikkeaminen etelästä vaikuttaa siihen, mihin vuorokaudenaikaan tuotantohuippu tulee sijoittumaan. Kuitenkin aurinkopaneelien määrä yleensä mitoitetetaan siten, että kaikki niillä tuotettu energia kulutetaan (tai tuotto maksimoidaan), joten etelästä ei kannata tarkoituksenmukaisesti poiketa oleellisesti. Kallistuskulman valitseminen sen sijaan on tärkeää, koska sillä voidaan vaikuttaa tuotantoon erityisesti keväällä ja syksyllä, kun aurinko paistaa keskikesää matalammalta. Jos sähkön tuotanto halutaan maksimoida alkukeväästä pitkälle syksyyn, kallistuskulma on jyrkempi. Jos taas halutaan keskikesän tuotantohuiput mahdollisimman korkeaksi, asennetaan kallistuskulma loivemmaksi.

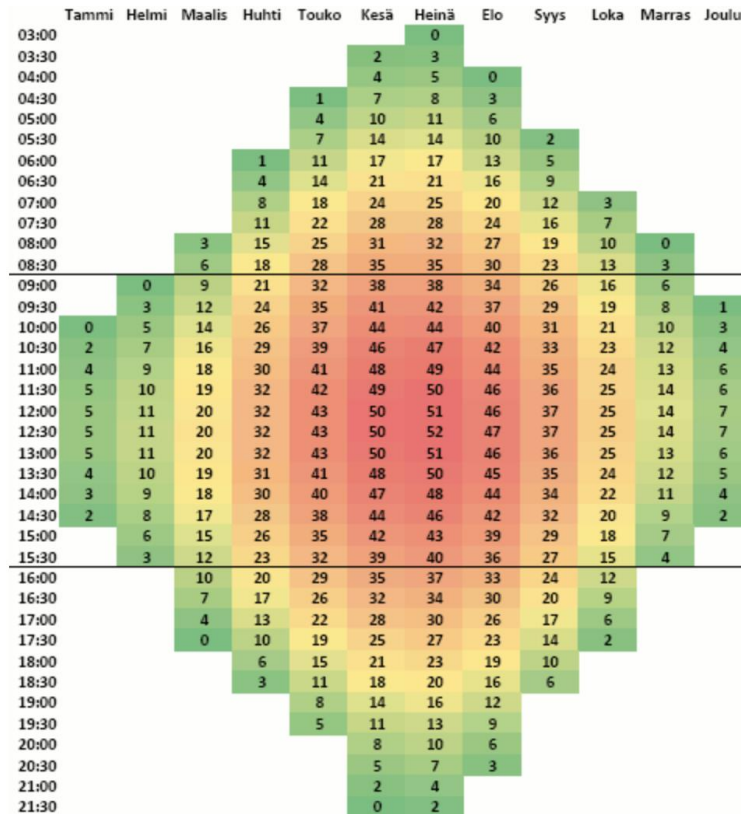
Kallistuskulma vaikuttaa myös useiden perättäisten aurinkopaneeliryhmien etäisyyteen. Paras mahdollinen tilanne olisi se, etteivät aurinkopaneelit varjosta toisiaan talvella eli silloin, kun aurinko paistaa matalalta. Kuvassa 14 on havainnollistettu tilannetta, jossa

useita aurinkopaneeliryhmiä on asennettu peräkkäin. Kuvaan on merkitty myös optimaalinen sarjakytkentä; koska edellinen aurinkopaneeliryhmä varjostaa ensimmäisenä seuraavan ryhmän alinta riviä, kannattaa sarjakytkentä tehdä kuvan 14 esittämällä tavalla. Tällöin yhden sarjan tuotto putoaa varjostustilanteessa, mutta se ei vaikuta muiden paneeliryhmän sarjojen jännitteisiin.



Kuva 14: Useiden aurinkopaneeliryhmien asennus peräkkäin. Kuvassa a =aurinkopaneeliryhmän vaatima tila, β =kallistuskulma, d =aurinkopaneeliryhmän syvyys ja h =aurinkopaneeliryhmän korkeus. Kulman α_1 olisi oltava ideaalitalanteessa pienempi kuin pienin auringon korkeuskulma. (Häberlin, 2012)

Kuvassa 15 on esitetty kuukauden ja kellonajan mukaan auringon korkeuskulma Kuhmoisissa. Kuhmoinen on samalla leveyspiirillä kuin Tampere. Kuvasta huomataan, että esimerkiksi tammikuussa auringon korkeuskulma on keskimäärin maksimissaan vain 5° . Matalimmillaan auringon korkeuskulma on noin $2\text{--}3^\circ$.



Kuva 15: Auringon kulma asteina kuukauden ja kellonajan mukaan Kuhmoisissa. Kuhmoinen on samalla leveyspiirillä kuin Tampere. (verkkosähköä, 2016)

Varsinkin joulu-helmikuussa aurinko paistaa hyvin matalalta. Tämä tarkoittaa sitä, että aurinkopaneeliryhmät muodostavat taakseen pitkän varjon. Seuraavassa esimerkissä on laskettu, kuinka suuri etäisyys ryhmien välille pitäisi jättää, jos haluttaisiin, etteivät ryhmät varjostaisi koskaan toisiaan.

Esimerkki:

Aurinkopaneeleja ryhmässä 4 päällekkäin. Yksi paneeli vie 1 m tilan, eli mitta $d = 4$ m. Kulma $\beta = 40^\circ$. Tavoitellaan mitoittusta siten, että 5° auringon korkeuskulma ei tee varjoa seuraavaan paneeliryhmään. Tällöin

$$h = \sin(40^\circ) * 4 \text{ m} \approx 2,57 \text{ m ja}$$

$$\alpha_1 = 5^\circ, \text{ jolloin}$$

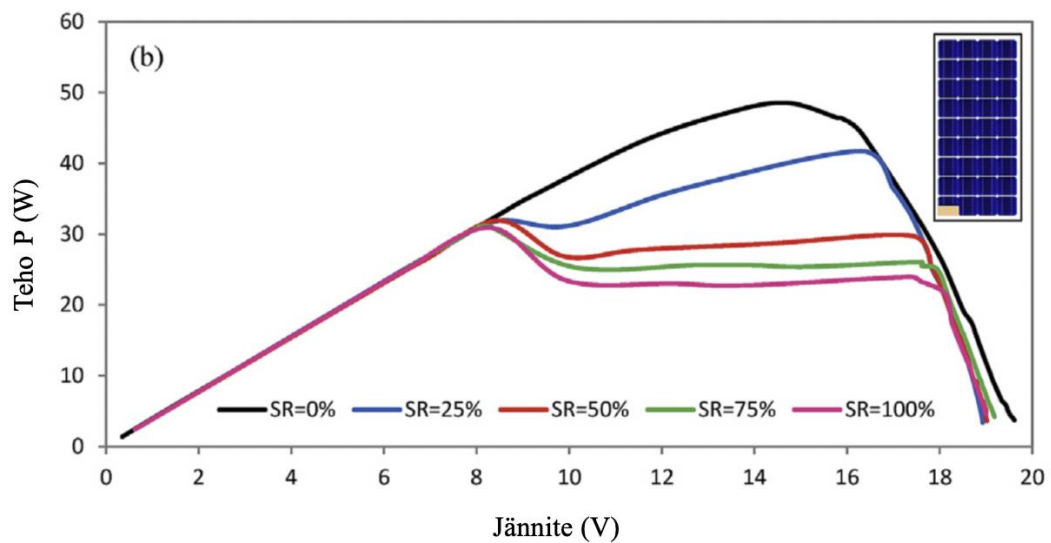
$$a = 2,57 \text{ m} * \tan(40^\circ) + \frac{2,57 \text{ m}}{\tan(5^\circ)} \approx 32,44 \text{ m}$$

Esimerkistä voidaan tulkita, ettei ole tilankäytön kannalta järkevää mitoittaa paneeliryhmiä siten, ettei ne missään tilanteessa varjostaisi toisiaan. Paneeliryhmän vaatimaan tilaan vaikuttaa kulma β ja pituus d .

3.7.2 Varjostus, lumi ja lika

Yleisimmin aurinkopaneeleita varjostavat pilvet, puut ja rakennukset. Auringon paistessa matalalta aurinkopaneeliryhmät varjostavat myös toisiaan. Myös lumi ja lika varjostavat tehokkaasti, eikä sen tarvitse peittää koko paneelia pudottaakseen tehon lähes nollaan.

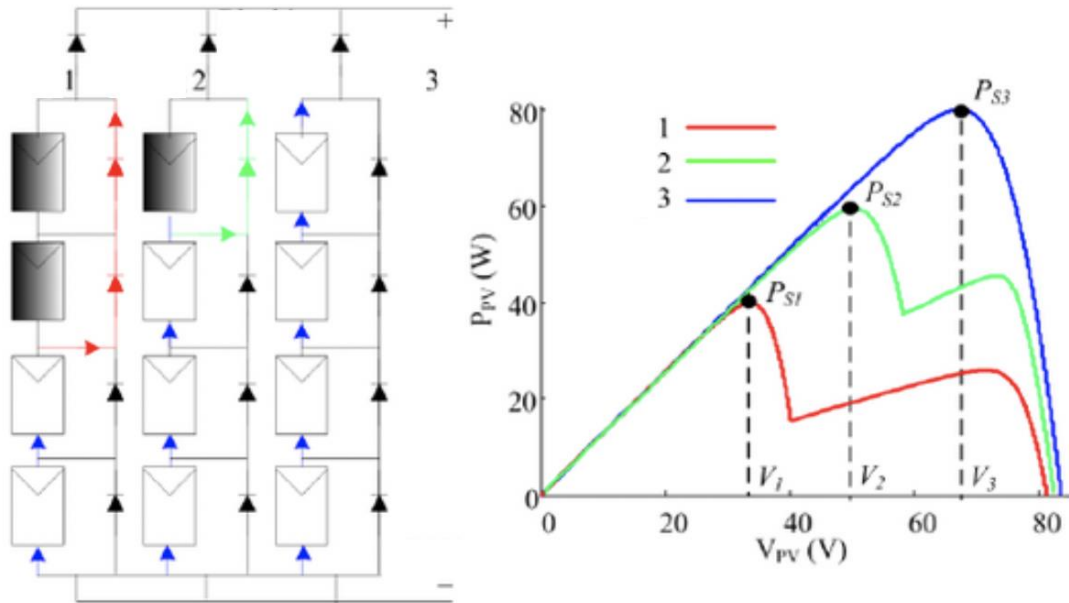
Yleisimmin käytetyissä, piipohjaisissa aurinkopaneeleissa varjostustilanteen tehohäviö ei ole lineaarinen, eli tehohäviö ei ole suhteessa varjostetun osuuden kokoon aurinkopaneelissa. Kuvassa 16 on esitetty varjostustilanne, jossa vain yksi kenno on varjostettuna eri säteilyn intensiteeteillä.



Kuva 16: Monikideurinkopaneelin varjostustilanteiden tehohäviöt. Mittauksessa yksi kenno varjostettuna eri säteilyn intensiteeteillä. Kuvaan merkitty varjostus prosentteina maksimitehosta (eng. Shading Ratio, SR). (Bayrak, et al., 2017)

Kuten kuvasta huomataan, vain yhden kennon täydellinen varjostaminen pudottaa koko aurinkopaneelin maksimitehon lähes puoleen. Tilanne on huonompi, mitä useampi kenno on varjostettuna.

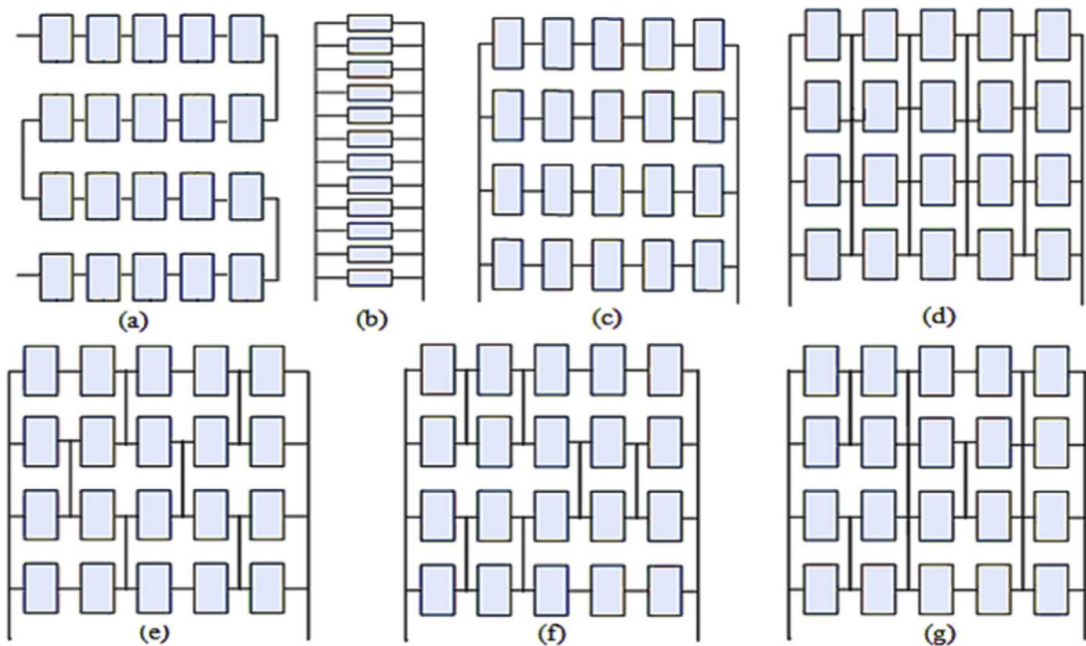
Kuvassa 17 havainnollistetaan osittain varjostetun aurinkopaneelin vaikutusta koko sarjaan. Vaikka varjostettuun paneeliin kohdistuu vielä puolet siitä säteilyintensiteetistä mitä varjostamattomiin kohdistuu, vaikutus koko sarjan maksimitehoon on huomattava.



Kuva 17: Osittaisen varjostuksen vaikutus aurinkopaneeliryhmään. Ryhmässä neljän aurinkopaneelin sarjoja 3 rinnan. Varjostettuihin paneeleihin kohdistuu säteilyintensiteetti $G = 500 \text{ W/m}^2$, muihin $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Sarjan jokainen paneeli on varustettu ohitusdiodilla. (Ishaque, 2012)

Varjostustilanteessa koko ryhmästä löytyy monta eri maksimitehopistettä. Useita maksimitehopisteitä sanotaan lokaaleiksi maksimitehopisteiksi (eng. local MPP) ja suurinta niistä globaaliksi maksimitehopisteeksi (eng. global MPP). Lokaaleja maksimitehopisteitä koko ryhmälle on kolme kappaletta, sarjan 1 jännitteellä $V_{S1} \approx 33 \text{ V}$, sarjan 2 jännitteellä $V_{S2} \approx 50 \text{ V}$ ja sarjan 3 jännitteellä $V_{S3} \approx 68 \text{ V}$. Tässä tilanteessa globaali maksimitehopiste sijoittuu johonkin näistä kolmesta eri sarjojen maksimitehopisteistä. Globaali maksimitehopiste voidaan määrittää mittaamalla tehon muutosta suhteessa jännitteen muutokseen.

Aurinkopaneelisarjoja voidaan kytkeä samaan ryhmään rinnakkain monella eri tavalla. Erilaisia ryhmäkonfiguraatioita on esitetty kuvassa 18.



Kuva 18: Aurinkopaneeliryhmien kytkentätavat. a) Sarjaankytkentä, b) rinnankytkentä, c) sarjat rinnan (series-parallel), d) total-cross tied (TCT), e) Bridge-link (BL), f) Honeycomb (HC), g) Novel TCT. (Bana & Saini, 2017)

Kytkentätapa vaikuttaa ensisijaisesti osittaisvarjostustilanteen kokonaistehohäviöön. Kytkentätapaa b) ei voida hyödyntää, koska rinnankytkennässä kokonaisjännite ei nouse suuremmaksi kuin yhden aurinkopaneelin jännite. Myöskään kytkentätapaa a) ei ole järkevää käyttää, koska yhdenkin aurinkopaneelin osittaisvarjostuksessa ryhmän kokonaisjännite putoaa todella merkittävästi.

Yleisimmin käytetty kytkentätapa on c) eli sarjat rinnan (SP) siitä syystä, että kytkentä on mekaanisesti helppoa ja kuluttaa kytkentätavoista vähiten kytkentäkaapelia, ollen helppoin ja nopein sekä edullisin vaihtoehto asentaa. Tässä kytkentätavassa myös vioittuneet aurinkopaneelit on helppo paikallistaa ja korjata. Tämä kytkentätapa ei ole kuitenkaan optimaalisin tilanteessa, jossa aurinkopaneeliryhmä joutuu osittaiseen varjostukseen. Paras kytkentätapa osittaista varjostustilannetta ajatellen on d) eli total-cross tied (TCT). Kytkentätavat e–g ovat variaatioita TCT-kytkennästä vähentäen kytkentäkaapelin määrää ja alentaen asennuskustannuksia. Taulukossa 4 on tehty vertailu 14:stä eri varjostustilanteesta, miten tehontuotto eroaa eri kytkentätavoilla.

Taulukko 4: Erilaisten aurinkopaneeliryhmien kytkentätapojen kokonaistehontuotto watteina eri varjostustilanteissa. Varjostustilanteen paras tehontuotto vihreällä, huonoin punaisella. Aurinkopaneeliryhmä koostuu neljästä viiden paneelin sarjasta. Aurinkopaneelit ovat varustettu ohitusdiodilla. Varjostustilanteet liitteessä. (Bana & Saini, 2017)

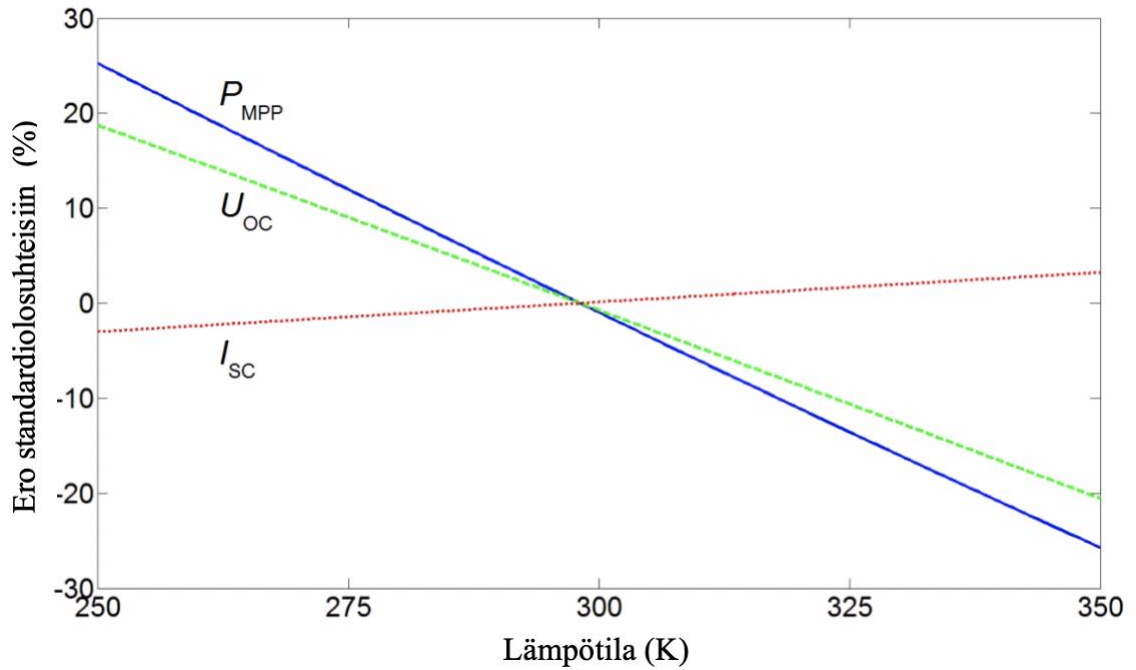
varjostustilanne	kytkentätapa				
	SP	BL	HC	TCT	Novel TCT
teho	P (W)	P (W)	P (W)	P (W)	P (W)
1	1268,69	1248,23	1249,96	1305,29	1283,48
2	1213,75	1141,68	1189,35	1167,16	1143,99
3	1152,21	1079,96	1127,70	1105,38	1082,18
4	668,72	687,65	682,47	812,93	813,00
5	1080,03	1103,65	1098,06	1134,77	1133,28
6	890,76	948,32	931,97	1095,90	1092,53
7	729,42	728,60	726,88	725,86	726,16
8	673,19	672,96	672,56	674,39	674,04
9	1024,07	1049,24	1043,96	1084,52	1084,9
10	863,13	861,89	865,36	865,52	866,45
11	797,24	823,75	819,22	850,25	851,57
12	925,08	921,95	936,83	991,18	961,13
13	1108,84	1107,54	990,33	1179,08	1109,18
14	643,54	908,13	765,62	1003,58	927,72
summa	13038,67	13283,55	13100,27	13995,81	13749,61

Erityisesti varjostustilanteissa 4 ja 14, joissa varjoa kohdistuu jokaiselle sarjalle, sarjat rinnan -kytkennän tehontuotto putoaa oleellisesti verrattuna TCT- ja Novel TCT -kytkentään. Yleisesti voidaan sanoa, että TCT- ja Novel TCT -kytkennöillä tehontuotto varjostustilanteissa on varsin hyvä verrattuna muihin kytkentätapoihin.

Keväisin maalisi- ja huhtikuun aikana aurinkopaneelit voivat tuottaa merkittävän osan koko vuosituotannosta, jos lumi ei peitä niitä (nähdään kuvasta 5). Aurinkopaneeleja on myös puhdistettava säännöllisin väliajoin, ettei likaantuminen heikennä tuottoa.

3.7.3 Lämpötila

Aurinkopaneelin lämpötilalla on oleellinen vaikutus maksimitehoon. Kuten kuvasta 19 nähdään, tyhjäkäyntijännite U_{OC} (eng. open-circuit voltage) laskee lämpötilan noustessa noin 0,3 – 0,4 %/K. Oikosulkuvirta I_{SC} puolestaan nousee lämpötilan noustessa, mutta vain noin 0,04 – 0,05 %/K. Yleisesti aurinkopaneelin maksimiteho putoaa noin 0,5 %/K. (Sinovoltaics, 2016) (Lappalainen, 2012)



Kuva 19: Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin tyhjäkäyntijännitteeseen, oikosulkuvirtaan ja maksimitehopisteeseen. (Lappalainen, 2012)

Lämpötilan vaikutus on suurin yksittäinen tekijä, miksi aurinkosähköjärjestelmien tuotantohuiput saavutetaan usein jo toukokuussa, vaikka keskimääräinen säteilyintensiteetti on pienempi kuin kesäkuussa. (Veistonen, 2018). Kuten kuvasta 5 nähdään, toukokuun keskilämpötila on yli 5°C pienempi kuin kesäkuussa.

Aurinkopaneelien huipputehot on mitattu standardin mukaisesti 25°C lämpötilassa säteilyintensiteetillä $G = 1000 \text{ W/m}^2$. On kuitenkin hyvin tavallista, että aurinkopaneelin lämpötila kohoaa suorassa auringonpaisteessa yli 50°C:n. Tällöin esimerkiksi 250 W huipputehon aurinkopaneelin tehohäviö on noin:

$$P_{loss_ΔT} = P_{max} * ΔT * 0,5\% = 250 \text{ W} * (50^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * 0,5\% = 31,25 \text{ W}$$

Eli 250 W:n aurinkopaneeli tuottaa vain noin 218,75 W. Tästä syystä on pidettävä huolta, että aurinkopaneeli pääsee jäähtymään mahdollisimman tehokkaasti. Jäähtymisen kannalta tehokkainta on jättää aurinkopaneelin taakse mahdollisimman paljon tilaa, eli asentaa paneelit esimerkiksi asennustelineille. Jäähtymisen kannalta huonoin vaihtoehto on kiinnittää paneeli suoraan kattoon tai seinään ilman ilmarakoa.

3.7.4 Ikääntyminen ja vauriot

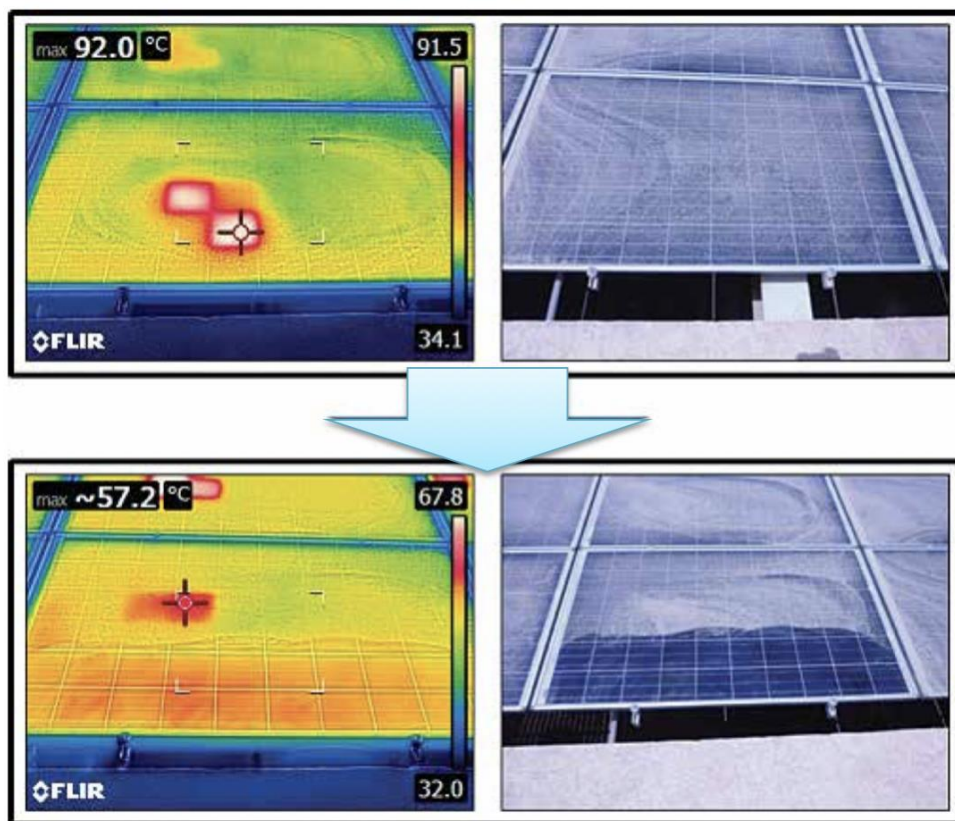
Yleisesti ottaen aurinkopaneelit on tehty kestäämään fyysisesti kovaakin säätä ja räsitusta. Aurinkopaneelit kuitenkin kuluvat ikääntyessään. Valmistajat antavat aurinkopaneeleille usein 25 vuoden tehontuottotakuun, joka tarkoittaa yleensä 80% maksimitehoa 25 vuoden päästä. Keskimäärin tavallisimmat kiteisestä piistä valmistetut aurinkopaneelit heikkenevät maksimiteholtaan noin 0,5% vuodessa, muutamana ensimmäisenä vuonna nopeammin. Aurinkopaneelien tukeva asentaminen ja ajoittainen puhdistaminen lisää niiden keskoa. (Maehlum, 2014)

Alla on lueteltuna erilaisia tekijöitä, jotka vaikuttavat aurinkopaneelin tehontuottoon:

- Aurinkopaneelin sisään pääsee kosteutta, joka aiheuttaa johdinten ruostumista ja hapettumista.
- Laminointikalvon värjäytyminen ja kellastuminen. Voi aiheutua esimerkiksi kosteudesta, ultraviolettivalon vaikutuksesta ja hapettumisesta.
- Laminoinnin irtoileminen. Voi aiheutua esimerkiksi kosteudesta tai fyysisestä rasituksesta.
- Puoliyohteeseen syntyvät mikromurtumat. Syntyvät fyysisestä rasituksesta.

Yllä mainitut tekijät heikentävät aurinkopaneelin tehontuottoa, mutta voivat myös aiheuttaa epätasapainoa kennojen välillä (eng. cell mismatch). Myös varjot, lumi ja lika aiheuttavat epätasapainoa. Epätasapaino aiheuttaa kennojen kuumenemista, jota kutsutaan termillä 'hot spot' (paikallinen ylikuumeneminen). Hot spotit aiheuttavat aurinkokennon tehon putoamisen ja tästä seuraa koko aurinkopaneelin tehon putoaminen. Usein tarpeeksi kuumen hot spotin ympärille muodostuu kuplia, jotka vaurioittavat laminointia. Pahimmillaan kuumuus voi tuhota kennon lopullisesti. (Kaplani, 2012)

Kuvassa 20 on kuvattu aurinkopaneelia lämpökameralla, mikä paljastaa hot spotin sijainnin.



Kuva 20: Aurinkopaneelissa esiintyvä hot spot. Aurinkopaneelin päälle on kerääntynyt hiekkaa. Alemmassa kuvassa aurinkopaneelin alaosa on puhdistettu, jolloin hot spotia ei ole. (Dupont, 2017)

Kuten kuvassa näkyy, aurinkopaneeliin on muodostunut vakava hot spot likaantumisen takia. Aurinkopaneelin alareunan puhdistamisen jälkeen hot spotia ei ole. Paneeliin on kuitenkin puhdistamisen jälkeen ilmestynyt toinen hot spot yläreunaan. Tämä johtuu siitä, että paneelia ei ole puhdistettu kokonaan. Aurinkopaneelien puhdistamisella voidaan vaikuttaa niiden kestävyYTEEN merkittävästi. Lisäksi esimerkiksi lumi aiheuttaa fyysistä kuormaa paneeliin, joka voi aiheuttaa murtumia puolijohteeseen. Aurinkopaneelien tukeva asentaminen vähentää lumikuormia sekä esimerkiksi tuulen aiheuttamaa painetta ja siitä johtuvaa taipumista.

Tavallisesti aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuaikoja laskettaessa aurinkopaneelille oletetaan pitoajaksi 30 vuotta, mutta joissain tapauksissa ne voivat hyvin hoidettuna olla täysin toimintakuntoisia ja tuottaa energiaa paljon pidempäänkin. (Maehlum, 2014)

4. AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT

Tässä työssä käsitellään ainoastaan aurinkosähköjärjestelmiä, jotka tuottavat energiaa valosähköisen ilmiön kautta (eng. photovoltaic, PV). Näitä järjestelmiä ei pidä verrata aurinkolämpöjärjestelmiin (eng. solar thermal energy, STE), joita ovat esimerkiksi kaupalliset aurinkolämpökeräimet tai suuret, keskittävät aurinkovoimalat (eng. concentrated solar power, CSP). Aurinkolämpökeräimissä aurinko lämmittää eristeessä tai tyhjiössä olevaa väliainetta ja lämpö siirretään väliaineen kautta esimerkiksi lämminvesivaraajaan. Keskittävissä aurinkovoimaloissa auringon säteet keskitetään peileillä väliaineeseen, joka taas tyypillisesti höyrystää vettä, joka pyörittää höyryturbiinia tuottaen sähköä.

Aurinkoenergian perustavanlaatuinen haittapuoli on se, että energiaa saadaan vain silloin, kun aurinko paistaa. Aurinkosähköjärjestelmissä pyritään lähtökohtaisesti kahteen erilaiseen tavoitteeseen: joko aurinkosähköjärjestelmä mitoitetaan kulutuksen suhteessa, tai kulutus siirretään siihen ajanhetkeen, kun energiaa tuotetaan. Käytännössä kumpikaan tavoite ei ole mahdollista saavuttaa, vaan sähköenergiaa tuotetaan lähes aina joko liikaa tai liian vähän. Tällöin sähköenergiaa voidaan siirtää verkkoon tai ottaa verkosta sekä varata tai purkaa energiavarastoa. Tällöin aurinkosähköjärjestelmät voidaan karkeasti jakaa kahteen tyyppiin: verkkoon kytketyt tai verkkoon kytkemättömät järjestelmät. Nämä voidaan vielä jakaa energiavarastollisiin ja ilman energiavarastoa oleviin. Järjestelmä voidaan ajatella verkkoon kytketyksi myös silloin, vaikka suoranaista sähkönsiirtoa/myyntiä ei tapahdu verkkoon, vaan sähköä on verkosta saatavilla tarpeen tullen. Taulukossa 5 on tällä jaotteluperiaatteella eroteltu aurinkosähköjärjestelmien tyypillisiä kokoluokkia, toimintoja ja käyttökohteita.

Taulukko 5: Erityyppiset aurinkosähköjärjestelmät ja niiden kokoluokat, toiminnot ja käyttökohteet. Tavanomaisin energiavarasto aurinkosähköjärjestelmässä on akku.

Aurinkosähköjärjestelmät				
	Verkkoon kytketty		Verkkoon kytkemätön	
	Ilman akkua	akulla	Ilman akkua	akulla
Koko- luokka (kWp)	1 kWp – ... kWp (ei ylärajaa)	... kWp (ei ylärajaa)	1 Wp – 10 kWp	0,001 kWp – 100 kWp
Sähkön käyttö	tuotetun sähkön suora käyttö tuotetun sähkön myynti verk- koon	tuotetun sähkön käyttö ja varastointi huippukuormien leikkaus	tuotetun sähkön suora käyttö	tuotetun sähkön varastointi ja käyttö
Käyttö- kohteet	aurinkosähkö- voimalat infrastruktuurien rakennukset asuin- rakennukset	aurinkosähkö- voimalat (harvinaisia) infrastruktuurien rakennukset asuinrakennukset	kastelu- järjestelmät ilmanvaihto- järjestelmät	tele- kommunikaatio mobiililaitteet syrjäiset rakennukset veneet, asunto- autot, kesämökit

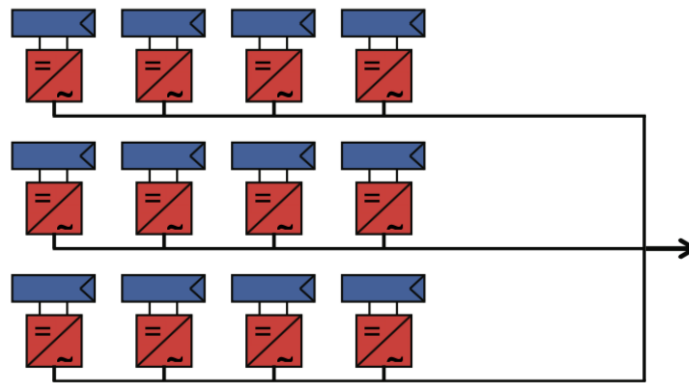
Lukuun ottamatta muutamia erikoissovelluksia, yleensä verkkoon kytkevässä järjestelmissä akku on aina välttämätön. Siirryttäessä verkkoon kytkettyihin järjestelmiin akun tarpeellisuus määritetään erikseen. Suurin osa suuren mittaluokan aurinkosähkövoimaloista (> 1 MW), jotka tuottavat energiaa suoraan kiinteistön käyttöön tai verkkoon syötettäväksi, eivät sisällä akkua. Tähän on syynä se, että akkujen hinnat ovat vielä liian kalliita suhteessa niiden tuomaan hyötyyn. Pienemmissä, esimerkiksi asuinrakennusten aurinkosähköjärjestelmissä alkaa olla enenevissä määrin akkuja. Yhtälailla näiden järjestelmien akkujen kannattavuus on huono, mutta akkujen yleistymisen johtuu niiden voimakkaasta markkinakehityksestä ja siitä, että aurinkosähköjärjestelmät yleistyvät nopeasti.

4.1 Järjestelmäkytkennät

Järjestelmän rakenne riippuu pitkälti sen käyttötarkoituksesta ja siitä, pitääkö järjestelmää pystyä päivittämään myöhemmin. Tässä kappaleessa esitellään ensin erilaisia invertterien kytkentätapoja ja sen jälkeen erilaisia järjestelmätyyppejä.

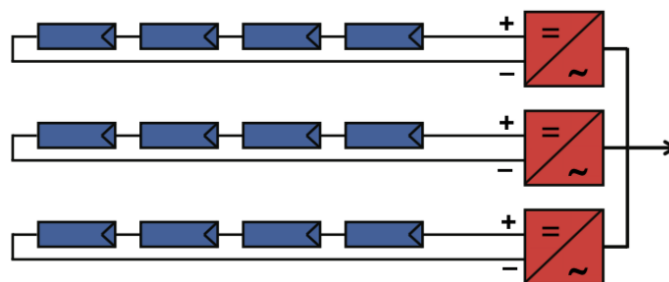
4.1.1 Invertterin kytkentä

Invertteri on laite, joka muuttaa aurinkopaneelien tuottaman tasavirran (eng. direct current, DC) verkkovirran sähköä vastaavaksi vaihtovirraksi (eng. alternating current, AC). Kuvissa 21, 22 ja 23 on havainnollistettu erilaisia invertterien kytkentätapoja.



Kuva 21: Moduuli/mikroinvertterien kytkentä. (Häberlin, 2012)

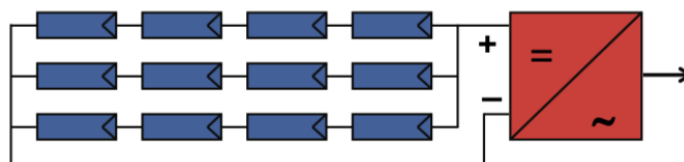
Moduuli-invertterikytkennässä jokaisella aurinkopaneelilla/moduulilla on oma invertteri. Tässä kytkentätavassa hyvä puoli on, että jokainen moduuli voi toimia invertterin takia omassa maksimitehopisteessään. Lisäksi DC-kaapelointia ei tarvitse tehdä. Huonoja puolia on ensinnäkin järjestelmän hinta ja toiseksi se, että invertterit altistuvat sääolosuhteille ja ovat näin herkempiä rikkoontumaan. Tällainen invertterikytkentä on ominaisuuksiltaan hyvä pienissä järjestelmissä, joissa osittaisen varjostuksen määrä on suuri.



Kuva 22: Sarjaininvertterien kytkentä. (Häberlin, 2012)

Sarjaininvertterikytkentä on hyvin tyypillinen pienissä järjestelmissä. Tätä kytkentätapaa käytetään lähes kaikissa ”avaimet käteen” -tyyppisissä aurinkosähköjärjestelmissä asuinrakennuksille. Poikkeuksena kuitenkin se, että sarjoja on usein vain yksi. Sarjoja voi kui-

tenkin olla rajoittamaton määrä ja invertterit kytketään verkkoon rinnakkain. Kytkeäntävan hyvä puoli on invertterimallien erittäin hyvä saatavuus, melko yksinkertainen kaapelointi sekä useamman sarjan kytkennässä osittaisen varjostuksen tilanteessa hyvä suorituskyky. Suorituskyky on kuitenkin osittaisessa varjostuksessa huonompi kuin moduuliinvertterikytkennässä. Tällaisen järjestelmän hinta on pienempi per tuotettu wattitunti, kuin moduuli-invertterijärjestelmän. Lisäksi invertterit voivat olla sisätiloissa vakioilämpötilassa ja suojassa sääolosuhteilta.



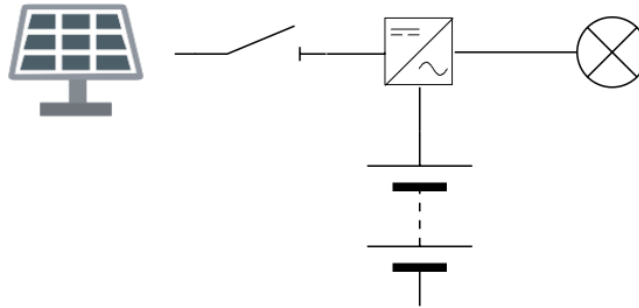
Kuva 23: Keskusinvertterin kytkentä. Moduulit kytketty kuvassa invertteriin sarjat rinnan -kytkentätavalla (SP). (Häberlin, 2012)

Keskusinvertterikytkentä on hyvin tyypillinen suuremman kokoluokan järjestelmissä. Hinta per tuotettu wattitunti on myös kaikista järjestelmistä halvin. Kaupalliset keskusinvertterit ovat liian suuria yksityisten käyttöön, niiden käsittelemä maksimiteho voi ylittää jopa megawatteja (SMA Solar Technology AG, 2018). Moduulisarjat kytketään rinnan yhteen kytkentärasialla, joten invertterin on etsittävä koko ryhmälle yhtenäinen maksimitehopiste. Tällöin yksittäinen moduuli ei aina toimi omassa maksimitehopisteessään ja koko ryhmä on herkkä osittaisen varjostuksen vaikutuksille. Osittaisen varjostuksen vaikutuksia voidaan vähentää muuttamalla moduulien kytkentätapaa.

4.1.2 Akun kytkentä ja järjestelmän liittäminen verkkoon

Järjestelmäkytkentöjä on hyvin paljon erilaisia riippuen käyttötarkoituksesta. Seuraavissa kuvissa (kuvat 24–26) on esitetty yksinkertaistetut kytkentäkaaviot yleisimmille järjestelmille.

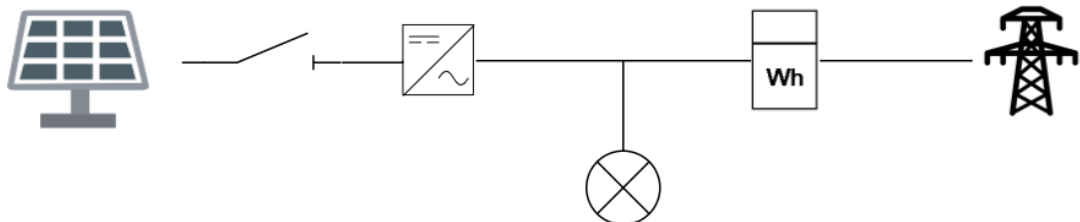
Kuvassa 24 on havainnollistettu verkosta irti olevan (eng. off-grid) aurinkosähköjärjestelmän kytkentä. Tällaisessa järjestelmässä vaihtosuuntaajan (invertterin) on kyettävä etsimään aurinkopaneeliryhmän maksimitehopiste, varaamaan tai purkamaan akkua sekä muuntamaan tasavirran vaihtovirraksi sähkölaitteille. Invertterin pitää myös tarkkailla akun varaustilaa ja -jännitettä ja tarvittaessa lopettaa varaaminen, jos akku on täynnä. Invertterin on myös lopetettava akun purkaminen, mikäli sen varaustila putoaa alle sallitun.



Kuva 24: Verkosta irti oleva aurinkosähköjärjestelmä akulla.

Tällaiset järjestelmät usein ylimitoitetaan käyttöön nähden siten, ettei sähköenergia lopu normaalissa käytössä. Tyypillisesti tällainen järjestelmä rakennetaan esimerkiksi kesämökille. Järjestelmän koko ja mittasuhteet (akun koko ja aurinkopaneeliryhmän energiantuotto) vaihtelevat energiankäytön ja ajankohdan mukaan. Aurinkosähköjärjestelmä toimii loistavasti kesämökillä, missä suurin osa ajasta vietetään kesällä silloin, kun järjestelmä tuottaa energiaa tehokkaasti. Tällaisiin järjestelmiin voidaan myös kytkeä esimerkiksi diesel- tai bensiinigeneraattori tai polttokenno toiseksi energianlähteeksi.

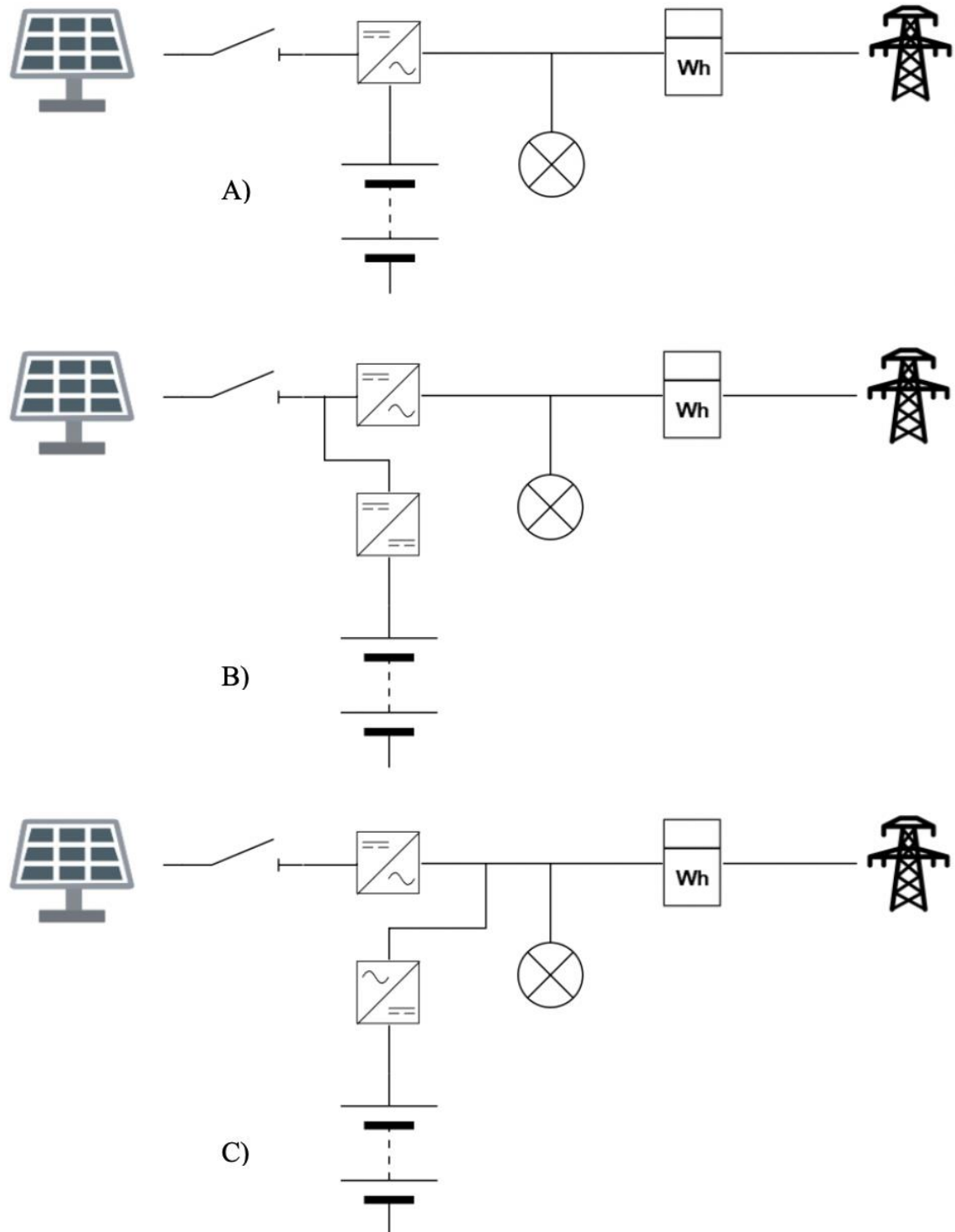
Kuvassa 25 on havainnollistettu verkkoon kytketyn (eng. on-grid) aurinkosähköjärjestelmän kytkentä. Tällaisessa järjestelmässä tuotettu aurinkosähkö käytetään ensisijaisesti sähkölaitteilla ja ylijäämä siirretään verkkoon. Muutoin sähkö otetaan verkosta sähkölaitteille.



Kuva 25: Verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä ilman akkua.

Tällainen järjestelmä on hyvin tavallinen omakotitaloissa, julkisissa kiinteistöissä, kaupakeskuksissa ja muissa infrastruktuurin rakennuksissa siitä syystä, että se on yksinkertainen ja hyvin kustannustehokas. Lähes kaikki ”avaimet käteen” -tyyppiset ratkaisut asuin- ja julkiskiinteistöille on tämänkaltaisia.

Kuvassa 26 on havainnollistettu verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän kytkentä, johon sisältyy akku. Tyypillisiä kytkentöjä akulle on kolme erilaista: DC-linkki, DC-generaattori ja AC-kytkentä.



Kuva 26: Verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä akulla. Kuvassa kolme erilaista kytkentätapaa akulle. A = DC-linkki, B = DC-generaattori, C = AC-kytkentä.

DC-linkki, DC-generaattori ja AC-kytkentä eroavat toisistaan fyysisesti siten, mihin kohtaa järjestelmässä akku on kytketty (DC- vai AC-puolelle vai suoraan invertteriin). Asennuskohta määräytyy muun muassa sen perusteella, asennetaanko akku uuteen järjestelmään vai lisätään vanhaan.

DC-linkki

DC-linkissä (eng. DC-link coupling) akku on kytketty suoraan invertteriin. Tällöin invertterissä on oltava akulle sopiva DC/DC-muunnin (konvertteri). Tällöin erillistä konvertteria akulle ei tarvita, mutta olemassa olevaan järjestelmään akun kytkeminen vaatii myös invertterin vaihdon. (Valentin Software GmbH., 2018)

DC-generaattori

DC-generaattorikytkennässä (eng. DC generator coupling) akku on kytketty DC/DC-konvertterin kautta järjestelmän DC-puolelle. Tämä on yksinkertainen kytkeä olemassa olevaan järjestelmään, mutta järjestelmään tulee yksi konvertteri enemmän. (Valentin Software GmbH., 2018)

AC-kytkentä

AC-kytkennässä (eng. AC coupling) akku kytketään invertterin kautta järjestelmän AC-puolelle. Tämä on myös yksinkertainen kytkeä olemassa olevaan järjestelmään ja lisäksi akkua voidaan varata verkosta tietyn ylläpitotason pitämiseksi. Järjestelmässä tulee muuntohäviöitä nimellisesti enemmän, koska aurinkopaneelien tuottama tasavirta muunnetaan ensin vaihtovirraksi ja sen jälkeen takaisin tasavirraksi akulle. (Valentin Software GmbH., 2018)

Jokaisessa verkkoon kytketyssä järjestelmässä verkosta otettua ja verkkoon siirrettyä energiaa mitataan kaksisuuntaisella energiamittarilla. Tällaisissa järjestelmissä myös invertterin on kyettävä jatkuvasti muuntamaan tasavirran sellaiseksi vaihtovirraksi, joka vastaa verkon jännitettä, taajuutta ja vaihekulmaa. Lisäksi verkon vikatilanteessa aurinkosähköjärjestelmän on irrottauduttava välittömästi verkosta ja irrotus on myös pystytävä tekemään käsin, jotta verkon korjaamisessa ei muodostu vaaratilannetta.

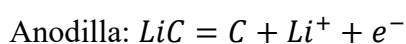
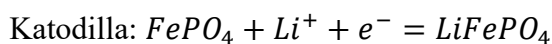
4.1.3 Akun ominaisuudet ja varaussuunnitelma

Tyypillisesti akkua käytetään aurinkosähköjärjestelmissä kulutushuippujen tasaamiseen ja tuotetun energian maksimaaliseen hyödyntämiseen eli siihen, ettei sähköä jouduta siirtämään verkkoon. Akun sisältämää energiaa ei yleensä koskaan siirretä verkkoon. Akkua ei myöskään lähtökohtaisesti koskaan tarvitse varata verkosta.

Akun tilan ja kunnan määrittämiseen käytetään näitä tietoja: akun varaustila (eng. state of charge, SOC), akun kunto (eng. state of health, SOH) ja syklien määrä (eng. cycle count). Varaustila tarkoittaa arviota siitä, paljonko varausta on jäljellä enimmäiskapasiteetista. Akun kunto tarkoittaa arvioidun kapasiteetin ja alkuperäisen enimmäiskapasiteetin suhdetta. Yksi sykli tulee täyteen silloin, kun akkua puretaan (tai varataan) enimmäiskapasiteetin verran.

Akun kuntoon vaikuttaa syklien määrä ja sen lisäksi akun ikä. Jokaisella akkutyypillä (akun kemiallinen koostumus, eng. battery chemistry) on omat tyypilliset syklikestävyysdet sekä varastointi-ikä (eng. shelf life). Akun kulumiseen vaikuttaa merkittävästi varauksen ja kuormituksen teho, akun varaustila sekä toiminnan ja säilytyksen aikainen lämpötila ja jokainen akkutyyppe reagoi näihin eri tavalla. Esimerkiksi hyvin yleisesti käytetty litium-rautafosfaattiakku (eng. lithium iron phosphate battery, LiFePO₄) kestää näitä kaikkia vaikutuksia hyvin. Lämpötila on merkittävin ulkoinen tekijä akun kulumiseen, mutta aurinkosähköjärjestelmien yhteydessä olevien kiinteistöakkujen sijoituspaikka voi olla sisätiloissa, missä lämpötila on lähellä ihanteellista käyttö- ja säilytyslämpötilaa, noin 25°C. Tällöin lämpötila muodostuu ongelmaksi ainoastaan suurilla tehoilla varatessa ja purkaessa, joten riittävästä akun jäähtymisestä on huolehdittava. Täysin tyhjäksi purkaminen ei merkittävästi vaikuta etenkin litium-rautafosfaattiakkuun, mutta akkua ei saa säilyttää pitkään tyhjänä, sillä akku purkautuu itsestään 1–2% SOC kuukaudessa. Vakava syväpurkaminen vaurioittaa litiumioniakkua useimmiten välittömästi ja pysyvästi. Sama tilanne pätee täyteen varaamisessa, eli akun varaaminen täydeksi ei juurikaan vaikuta sen kuntoon, mutta akun ylivaraaminen on hyvin vaarallista. Käytännössä kiinteistöakuissa on aina akun hallintajärjestelmä (eng. battery management system, BMS), joka huolehtii akun varaustilasta siten, ettei akkua voi purkaa tai varata liikaa. Litiumioniakun ihanteellinen varaustila varastoinnille on 40–50% SOC. (Andersson, 2017) (Catton, 2017)

Litiumrautafosfaattiakku soveltuu aurinkosähköjärjestelmiin erinomaisesti sen pitkän kestävyysden takia. Litiumrautafosfaattiakku on turvallinen, edullinen sekä tehokas litiumioniakkutyyppe. Sen energiatiheys on huonompi, kuin muilla litiumioniakkutyypeillä, mutta aurinkosähköjärjestelmille riittävä. Litiumrautafosfaattiakun reaktioyhtälöt ovat:



Litiumrautafosfaattiakun, kuten muidenkin litiumioniakkujen, kapasiteetti heikkenee sen mukaan, kuinka paljon akkua käytetään. Heikkenemiseen vaikuttaa myös se, kuinka suurella teholla akkua puretaan ja varataan, sekä kuinka monta prosenttia kapasiteetista puretaan kerralla. Akkujen purkamisessa ja varaamisessa käytetään termiä C-luku (eng. C-rate). Mikäli akun kapasiteetti on esimerkiksi 100 ampeerituntia (Ah), tällöin yhden C:n purkuvirta on 100 ampeeria (A), eli yhden C:n purkamisnopeudella akku puretaan tunnissa tyhjäksi. C/2 on 50 A, 2C on 200 A ja niin edelleen. Mitä suuremmalla C:llä akkua puretaan, sitä nopeammin sen kapasiteetti heikkenee. Litiumrautafosfaattiakku kestää tuhansia syklejä menettämättä merkittävästi kapasiteettiaan. Esimerkiksi 1C:n virralla purkaessa lähes kokonaisen syklin kerrallaan ($\Delta\text{SOC} \approx 90\%$) litiumrautafosfaattiakku kestää 2000–3000 sykliä ja C/4:n virralla 4000–5000 sykliä. Mikäli varaustilan muutos on pienempi, esimerkiksi $\Delta\text{SOC} \approx 50\%$, litiumrautafosfaattiakun voidaan olettaa kestävän yli 8000 sykliä. Näiden syklimäärien jälkeen akun alkuperäisestä kapasiteetista on jäljellä

noin 80%, eli teoriassa akkuja voidaan käyttää sen jälkeenkin. Huomioon on otettava kuitenkin myös akun varastointi-ikä ja litiumrautafosfaattiakulla tämä on keskimäärin 10 vuotta. Sekä sykliseen ikään, että varastointi-ikään vaikuttaa lämpötila, korkeampi lämpötila kuluttaa akun kapasiteettia nopeammin. Kaikkien litiumioniakkujen kulumisen on irreversiibeli tapahtuma, eli akun menetettyä kapasiteettia ja suorituskykyä ei saa palautettua muuttamalla akun käyttötottumuksia. (Catton, 2017) (PowerTech systems, 2015) (Kaneko, et al., 2013)

Talvikuukausina, kun aurinkoenergiaa ei tuoteta juurikaan, kaikki tuotettu energia pystytään kuluttamaan suoraan. Tällöin muodostuu tilanne, että akkua ei pystytä varaamaan, koska ylimääräistä energiaa ei tuoteta. Riippuen akun varaussuunnitelmasta (eng. charging strategy) ja varaustilasta (SOC), akkua voidaan joutua varaamaan verkosta, jolloin siihen on oltava mahdollisuus. Akku on pidettävä tietyssä varaustilassa, jotta akun kunto (SOH) ei laske ennenaikaisesti. Teoriassa ainoastaan AC-kytkennällä toteutetut akkujärjestelmät voivat ottaa verkosta energiaa akkuun.

Akun varaamisessa ja purkamisessa tapahtuu häviöitä. Yhden syklin aikana (varaus ja purkaminen) tapahtuvat häviöt ovat karkeasti noin 15% akun energiasisällöstä, joista noin kolmasosa koostuu itse akussa purkamisesta ja varaamisesta syntyneestä lämpöenergiasta. Loput koostuvat invertteri-, muuntaja- ja johdinhäviöistä. Tällöin akun hyötysuhde (eng. round trip efficiency) on 85%. (Feehally, et al., 2016)

5. AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN MITOITUS

Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa määräävät tekijät ovat sähköenergiankulutus ja sähköenergian kulutusprofiilit (miten sähköenergian kulutus jakautuu vuorokaudelle) sekä auringon vuotuinen säteilyenergia ja sen jakautuminen kuukausittain ja vuorokausittain. Muita vaikuttavia tekijöitä ovat esimerkiksi lämpötila, tuuliolosuhteet, lumisateiden määrä ja ilmansaasteet. Järjestelmän mitoituksessa on myös huomioitava aurinkopaneelille käytettävissä oleva pinta-ala ja asennuspaikka, kiinteistön sisätiloissa olevien teknisten tilojen koko ja sijainti sekä aurinkopaneelienten estetiikka.

Kuitenkin aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa ensimmäinen määräävä tekijä on sen käyttötarkoitus. Energiavarastottoman aurinkovoimalan käyttötarkoituksia voi olla **kaksi**:

1. Kiinteistön sähköenergian kulutuksen pienentäminen
2. Sähköenergian myynti verkkoon

Aurinkovoimalan, johon on liitetty energiavarasto, käyttötarkoituksia voi olla **kolme**:

1. Perinteinen käyttömalli:
 - Jos energiaa tuotetaan **enemmän** kuin kulutetaan, energiavarastoa varataan
 - Jos energiaa tuotetaan **vähemmän** kuin kulutetaan, energiavarastoa puretaan
 - Jos energiavarasto on **täynnä** ja energiaa tuotetaan **enemmän** kuin kulutetaan, ylijäämä myydään verkkoon
 - Jos energiavarasto on **tyhjä** ja energiaa tuotetaan **vähemmän** kuin käytetään, energiaa ostetaan verkosta
 - Energiavarastoa **ei** varata verkosta tai pureta verkkoon.
2. Tehonsiirto sähkön hinnan muuttuessa
 - Tarkkaillaan sähkön hinnan tilannetta parametreilla:
 $E_{r,L}$ (sähkön alhainen hinta, eng. electricity retail price low)
 $E_{r,H}$ (sähkön korkea hinta, eng. electricity retail price high)
 - Jos ajanhetkellä t $E_{r,t} \geq E_{r,H}$, toimitaan kuten **perinteisellä** (ylempi) käyttömallilla
 - Jos ajanhetkellä t $E_{r,t} \leq E_{r,L}$, energiavarastoa **varataan** (**myös** verkosta)
 - jos ajanhetkellä t $E_{r,L} \leq E_{r,t} \leq E_{r,H}$, energiavarastoa **ei** pureta (mutta voidaan varata, mikäli ylimääräistä energiantuottoa on).

- Koska energiavarastoa varataan verkosta, on huomioitava, että hintaparametrit on optimoitava, jotta järjestelmä toimii tehokkaasti ja energiavaraston SOC pysyy toiminnallisella alueella. Järjestelmän on myös tiedettävä tuleva sähkön hinta.
3. Hybridimalli (perinteinen malli ja huipputehon leikkausmalli yhdistettynä)
- Kesäisin, kun aurinkovoimala tuottaa runsaasti sähköenergiaa, käytetään **perinteistä** mallia (rajataan parametrit t_s ja t_e , eng. starting time ja eng. ending time, toiminta aikaparametrien välillä)
 - Talvisin, kun aurinkovoimala tuottaa vähän sähköenergiaa, energiavarastoa käytetään huipputehon leikkaukseen. Rajataan parametrit P_H ja P_L (maksimiteho ja minimiteho, eng. highest power ja eng. lowest power).
 - Määritetään $P_{netto,t} = (P_{kuorma,t} - P_{aurinko} \cdot \eta_{yht})$ (jossa η_{yht} = aurinkosähköjärjestelmän yhteenlaskettu hyötysuhde)
 - Jos $P_{netto,t} > P_H$, energiavarastoa **puretaan**
 - Jos $P_{netto,t} < P_L$, energiavarastoa **varataan**
 - Jos $P_L < P_{netto,t} < P_H$, energiavarastoa **ei** varata tai pureta.
 - Rajaavat parametrit on optimoitava, jotta energiavaraston SOC pysyy toiminnallisella alueella. (Zhang, et al., 2016)

Perinteinen malli on käytännössä yhdistettävä aina johonkin toiseen malliin siitä syystä, että Suomessa aurinkoenergiantuotannon kausivaihtelut ovat suuria. Tällöin vaihtoehtoina on siis mallit 2. ja 3. Malli 2. hyötyy runsaasta sähkön hinnan vaihtelusta, malli 3. taas tehoerusteisen sähkönsiirron hinnoittelusta.

Suomessa käydään osakekauppaa sähköstä muiden lähimaiden kanssa. Niin sanotuilla spot-markkinoilla (sähköpörssi) voimalaitokset, sähkön vähittäismyyjät sekä suuret sähkön kuluttajat käyvät kauppaa sähköstä antamalla sähkön hintatarjoukset edellisenä vuorokautena. Koska sähkön hinta näin tiedetään vuorokauden etukäteen, mallia 2. voisi hyödyntää myös Suomessa. Kuitenkin, markkinoilla olevat useat peruskuormaan tuottavat voimalaitokset (ydinvoima, vesivoima) pitävät huolen siitä, ettei sähkön hinta vaihdu merkittävästi, joten mallista 2. ei saada kovin suurta lisähyötyä järjestelmälle. (Zhang, et al., 2016) (Nord pool, 2018)









Sähkön ostohinnasta karkeasti ottaen noin kolmasosa koostuu itse sähköstä. Toinen kolmasosa on sähkön siirtoa ja loput sähkö- ja arvonnalisävero. Sähkön ostohinnasta päättää sähköpörssi (tai välillisesti sähkön vähittäismyyjä), siirtohinnoista jakeluverkon haltija. Sähkön siirtohinnoissa ollaan siirtymässä tehoerusteiseen hinnoitteluun nykyisen energiaperusteisen sijaan. Tällöin asiakas maksaa käytetystä maksimitehosta pelkän energian sijaan. Suuremmissa kiinteistöissä tehoerusteinen hinnoittelu on ollut jo pitkään käytössä, mutta tuntikohtaisia tehomittauksia on yleisesti saatu tehtyä vasta muutaman vuoden. Tehonmittaus tehdään uusilla etäluettavilla energiamittareilla, joita on asennettu lä-

hes kaikkiin kiinteistöihin vuoteen 2013 mennessä. Etäluettavan mittarin asennus tuli pakolliseksi vuonna 2009. Etäluettavat mittarit mahdollistavat tuntikohtaisen tehonkäytön seurannan. Jotta huipputehon leikkauksesta olisi rahallista hyötyä, maksimitehön mittaustulisi tapahtua tuntiperusteisesti. On hyvin epätodennäköistä, että järjestelmä pystyisi määrittämään huipputehoa pysyvästi ilman, että energiavarasto olisi kohtuuttoman suuri. (Energiauutiset.fi, 2017)

Huipputehon leikkaus ja tehonsiirto sähkön hinnan muuttuessa aiheuttavat ristiriidan. Huipputehon leikkauksessa teho pyritään vakioimaan, jotta niin sanottuja tehopiikkejä ei esiintyisi. Toisaalta tehonsiirto sähkön hinnan mukaan aiheuttaa tehopiikkejä halvan sähkön ajoille. Tehonsiirto sähkön hinnan mukaan on hyväksyttävää pienellä määrällä käyttäjästä, mutta sitä mallia ei voi soveltaa kaikille käyttäjille, koska tehopiikkien jatkuva minimointi on välttämätöntä sähköverkon kannalta. Tästäkin syystä energiavaraston käyttö huipputehon leikkaajana on toivottavaa.

5.1 Energiankulutuksen arviointi

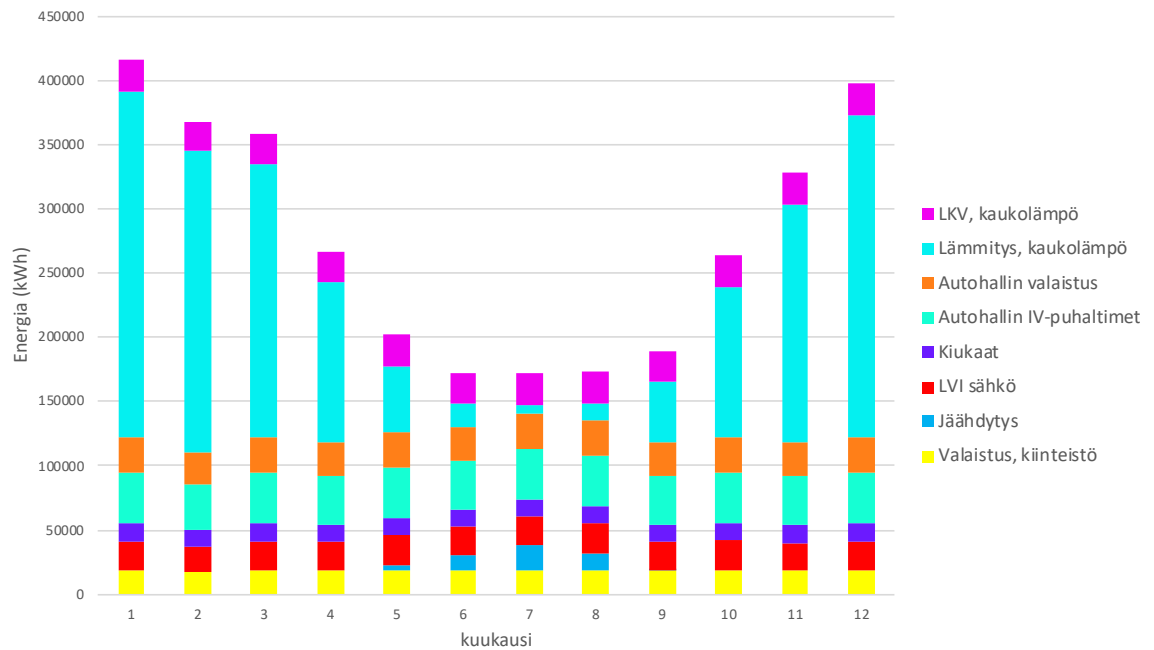
Lentokonetehtaalle laskettiin sähkö- ja lämpöenergiankulutus IDA Indoor Climate and Energy -ohjelmistolla ja laskennan suoritti Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. Ostettavan energian kulutus on laskettu primäärienergian tarpeen perusteella jakaen energiantarpeet eri kategorioihin ja käyttäen kategorioiden tyypillisiä hyötysuhteita. Kuvassa 27 on esitetty Lentokonetehtaan sähkö- ja lämpöenergian tarve kategorioittain. Primäärienergia tarkoittaa tässä tapauksessa energiaa, joka olisi sellaisenaan hyödynnettävissä. Ostettu energia on energian määrä, josta saadaan tuotettua tai muunnettua tarvittava primäärienergian määrä.

		Ostettu energia		maksimiteho	Primäärienergia	
		kWh	kWh/m ²	kW	kWh	kWh/m ²
	Valaistus, kiinteistö	222180	7,6	43,5	266616	9,1
	Jäähdytys	48741	1,7	186,0	58489	2,0
	LVI sähkö	267210	9,2	41,1	320652	11,0
	Kiukaat	165827	5,7	63,4	198992	6,8
	Autohallin IV-puhaltimet	458717	15,7	68,0	550460	18,9
	Autohallin valaistus	323786	11,1	63,5	388543	13,3
	Kiinteistösähkö kortteli	120000		20,1	120000	
	Total, Facility electric	1606461	51,0	485,5	1903752,2	61,1
	Lämmitys, kaukolämpö	1530147	52,4	773,6	765074	26,2
	LKV, kaukolämpö	288469	9,9	32,93	144234	4,9
	Total, Facility district	1818616	62,3		909308	31,2
	Total	3637232	126,4		3155564	108,1
	Laitteet, asukas	0	0	0	0	0,0
	Total, Tenant electric	0	0		0	0,0
	Grand total	5243693	177,4		5059316,2	169,2

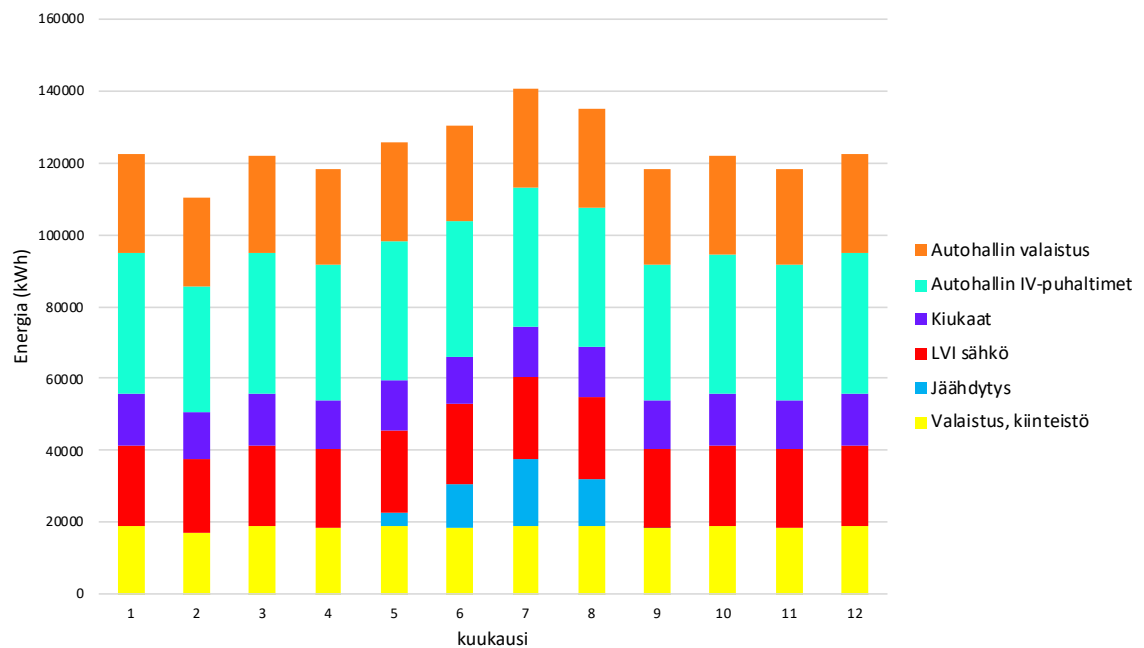
Kuva 27: Lentokonetehtaan energiantarve kategorioittain. Energiantarve ilmoitettu sekä primäärienergiana, että ostettavana energiana. Energiantarpeessa huomioitu sekä sähkö- että lämpöenergiantarve. Lentokonetehtaasta siirretään samassa korttelissa oleviin viereisiin kiinteistöihin kiinteistösähköä. (Laitinen, 2018)

Kuten kuvasta huomataan, ylivoimaisesti suurin yksittäinen energiankulutuksen kategoria ostetusta energiasta on kaukolämpöenergiaa. Kaukolämpöenergiaa ei kuitenkaan tule huomioida aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa, kuten ei myöskään lämpimän käyttöveden (LKV) lämpöenergiaa. On kuitenkin kiinnostavaa huomata suuruusluokat sähkö- ja lämpöenergian välillä. Keskimäärin kotitalouksissa lämpöenergian osuus on noin 68% primäärienergiaa (Tilastokeskus, 2018), Lentokonetehtaassa osuus on huomattavasti pienempi johtuen suuresta sähköenergiankulutuksesta esimerkiksi autohallin ilmanvaihdossa ja valaistuksessa.

Kuvassa 28 on simuloitu kuukausittainen sähkö- ja lämpöenergiantarve Lentokonetehtaalte kategorioittain. Kuva esittää ostettua energiaa. Pylväiden värit vastaavat kuvassa 27 olevia värejä. Lisäksi kuvassa 29 on eroteltu pelkästään sähköenergiantarve.



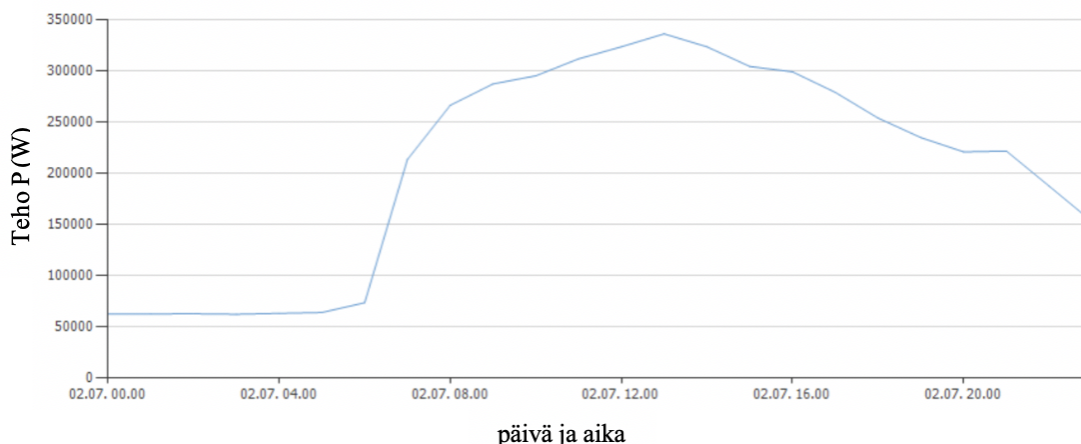
Kuva 28: Lentokonetehtaan kuukausittainen sähkö- ja lämpöenergiantarve kategorioittain.



Kuva 29: Lentokonetehtaan kuukausittainen sähköenergiantarve kategorioittain.

Kuvista huomataan, että vaikka lämpöenergiantarve vaihtelee huomattavasti talvi- ja kesäkuukausien välillä, sähkönkulutus pysyy hyvin tasaisena läpi vuoden. Ainoastaan jäähdytyksen tarve lisääntyy kesäkuukausina, jolloin sähköenergiaa kulutetaan hieman enemmän. Kuva antaa myös hyvän suuruusluokan siitä, millainen energiantarve jäähdytyksellä on verrattuna muuhun energiantarpeeseen.

Kuukausittaisen energiantarpeen pohjalta voidaan arvioida vuorokausi- ja tuntikohtaista sähköenergiantarvetta. Tuntikohtaisen sähköenergiantarpeen arvioinnissa käytettiin apuna Suomen rakentamismääräyskokoelman energiatehokkuusohjetta (Ympäristöministeriö, 2017). Esimerkki tuntikohtaisesta sähköenergiantarpeesta on esitetty kuvassa 30. Tuntikohtainen sähköenergiantarve määritettiin syöttämällä jokaisen kategorian kulutusprofiilit PV*SOL Premium -aurinkosähköjärjestelmän mitoitus- ja simuloitiohjelmaan. Ohjelma simuloi energiankulutuksen annettujen kulutusprofiilien ja sähköenergian määrän perusteella ja piirtää kuvan mukaisen kuvaajan.



Kuva 30: Tuntikohtainen sähköenergiantarve päivätasolla heinäkuun 2. päivä.

Tässä esimerkitapauksessa huomataan, että energiankulutus painottuu vahvasti päiväsaikalle, joka on aurinkosähköjärjestelmän kannalta ihanteellista.

5.2 Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen periaatteet

Mikäli auringon säteilyn intensiteetti tiedetään, voidaan aurinkosähköjärjestelmän tuotettu energia laskea hyvin tarkasti. Haasteena järjestelmän mitoituksessa on kiinteistön energiankulutuksen arvioinnin lisäksi auringon säteilyn määrän ennustaminen. Käytännössä järjestelmien mitoituksessa on tukeuduttava mitattujen tilastojen keskiarvoihin ja järjestelmä on mitoittettava siten, ettei keskiarvoista poikkeaminen muuta järjestelmän kannattavuutta merkittävästi. Tämä tarkoittaa siis esimerkiksi sitä, että jos lähtökohtaisesti aurinkosähköjärjestelmällä pyritään vähentämään ostetun sähköenergian määrää, järjestelmä kannattaa mitoittaa siten, ettei sähköä myydä verkkoon merkittäviä määriä edes energiankulutuksen ollessa ennustettua pienempi.

Tässä työssä käsitellään vain sähköverkkoon liitettyjen järjestelmien mitoitusta. Järjestelmän liittäminen verkkoon on käytännössä pakollista kiinteistöissä, joissa on suuri energiantarve ympäri vuoden, mutta tällöin aurinkosähköjärjestelmän mitoitus on hyvin vapaata ja koko voidaan määritellä tarpeen mukaan. Vaikka järjestelmä liitetään verkkoon, sähköenergiaa ei välttämättä tarvitse, tai edes kannata, siirtää verkkoon suuria määriä. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkastellaan lisää kappaleessa 6.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa huomioitavat asiat ja mitoitusta rajaavat tekijät:

- Vuodesta 2015 lähtien alle 800 MWh vuodessa tuottavat voimalat eivät maksa tuotetusta sähköstä veroa (Tulli, 2015).
- Mitoituksessa pyritään tilanteeseen, jossa ylijäämäenergiaa ei synny huomattavia määriä. Myydystä sähköenergiasta saa pienemmän myyntihinnan kuin sen suora käyttäminen välillisesti tuottaa.
 - Ylijäämäenergian tuottamiselta ei kuitenkaan voi välttyä, mikäli järjestelmästä halutaan tehokas. Järjestelmä voi siis olla tuottoisampi, mikäli ylijäämäenergiaa syntyisikin hetkittäin.
 - Suurennettaessa järjestelmää lineaarisesti, ylijäämäenergian osuus tuotosta nousee nopeammassa suhteessa.
 - Ylijäämäsähkön määrä antaa arvion energiavaraston optimaalisesta koosta.
- Energiavarasto on suunniteltava lyhytaikaiseen varastointiin, esimerkiksi alle 24 h. Vaikka teknologia mahdollistaa pitkänkin aikavälin energian varastoinnin, suuret varastointikapasiteetit ovat kalliita investointeja.
- Järjestelmän takaisinmaksuaikaa, nettonykyarvoa tai kustannushyötyanalyysia tarkasteltaessa järjestelmää on mitattava **kokonaisuutena**. Esimerkiksi energiavaraston lisääminen voi olla suurin yksittäinen kustannus, mutta se muuttaa koko järjestelmän kokoa ja luonnetta merkittävästi. Energiavaraston kannattavuutta investointina voi tosin mitata myös erikseen.
- Järjestelmän mitoituksessa on pidettävä mielessä, että kaikki lähtötiedot ovat keskiarvoja toteutuneista aikaisemmista mitatuista arvoista. Tulevaisuudessa toteutuvissa arvoissa voi olla suuriakin heittoja.

5.3 Simuloidut aurinkosähköjärjestelmät

Kun sähköenergiankulutus on määritetty PV*SOL Premium -ohjelmistoon, Lentokonetehtaan aurinkosähköjärjestelmää voidaan lähteä mitoittamaan. Ohjelmistolla pystyy luomaan hyvin kattavan simulaation järjestelmästä ja aurinkopaneeliryhmät mallinnetaan 3D-visualisointia apuna käyttäen. 3D-visualisoinnissa on mahdollista käyttää apuna myös rakennuksen valmista mallia, mikä helpottaa aurinkopaneeliryhmien todenmukaista sijoittelua. Aurinkosähköjärjestelmästä luotiin yksi malli myös nykyiseen Lentokonetehtaan suunnitelmaan. Kuvakaappaus 3D-visualisoinnista ohjelmistossa on esitetty kuvassa 31.



Kuva 31: 3D-visualisointia aurinkosähköjärjestelmästä PV*SOL Premium -ohjelmistolla.

3D-visualisoinnin ansiosta aurinkosähkön tuotolle voidaan tehdä myös varjostuksen simulointi. Simulointi ottaa huomioon muutokset säteilyintensiteetissä sekä mahdolliset muut varjot, kuten rakennukset ja toisten aurinkopaneeliryhmien varjostuksen. Kuten kuvasta huomataan, malli antaa myös hyvän käsityksen järjestelmän koosta, mittasuhteista ja ulkonäöstä.

Järjestelmän suunnittelussa on määritettävä ohjelmistoon hyvin kattava määrä asioita ja parametreja, jotka vaikuttavat energiantuottoon. Taulukossa 6 on lueteltu määritetyt asiat kategorioitain.

Taulukko 6: PV*SOL Premium simuloinnissa määritettävät asiat ja parametrit.

Kategoria	Määrittäminen
Ilmasto	Monen vuoden kattava säteily-, lämpötila- ja tuulimittaustiedot. Käytetty data: Pirkkalan sääasema sääkeskiarvot vuosilta 2000-2010 Varjostus
Asennus	Järjestelmän suuntaus Aurinkopaneelit suunnattu etelään, poikkeama 12° länteen. Asennuskulma 34° lentokonetehtaan kattolyhtysuunnitelman mukaan 45° muissa järjestelmäkonfiguraatioissa Asennuspinta (tuuletus) Kattolyhtysuunnitelmassa kattopintaan integroitu, ei taustan tuuletusta Muissa konfiguraatioissa asennustelineet, täysi taustan tuuletus
Aurinkopaneelit	Merkki ja malli NAPS Saana 240 SM3PBB tyyppi Yksikidepiipaneeli

	koko ja teho 1623*986*35 mm, 1,601 m², 240 Wp
Invertterit	Merkki ja malli Fronius CL 48 tyyppi 3-vaiheinen 48 kW AC-invertteri MPP-seurannalla, suurin teho 56,2 kW. Suurin hyötysuhde 95,9% Keskusinvertterikytkentä, useita inverttereitä rinnan.
Kaapelointi	Kaapelihäviöt 1,5%
Akku	Tyyppi LiFePO4 Koko x kWh, 500 kW Varaussuunnitelma 5% ≤ SOC ≤ 94%

Ohjelmistolla luotiin yhteensä 6 eri kokoista järjestelmää, joissa kolmessa oli energiavarasto ja kolmessa ei. Lisäksi simuloitiin referenssijärjestelmä, jossa Lentokonetehtaan nykyisen suunnitelman niin sanottuja kattolyhtyjä käytetään aurinkopaneelien asennuspintana. Kaikissa simuloituissa järjestelmissä pidettiin Lentokonetehtaan sähköenergian kulutus, aurinkopaneelien asennuskulma ja -tapa samana, jotta järjestelmät olisivat vertailukelpoisia keskenään.

Simuloituissa järjestelmissä ilmoitetaan järjestelmän suorituskykysuhde eli performance ratio (PR). Performance ratio lasketaan kaavalla:

$$PR = \frac{\text{Toteutunut energiantuotto vuodessa (kWh)}}{\text{Nimellinen energiantuotto vuodessa (kWh)}}$$

Performance ration määrittämiseen tarvitaan ainakin seuraavat arvot: kertynyt säteily keskimäärin vuodessa neliömetrin alueelle (esim. 120 kWh/m²), aurinkopaneelien tuottavan osuuden nettopinta-ala (esim. 10 m²), aurinkopaneelien teoreettinen hyötysuhde (esim. 15%, kun säteilyintensiteetti $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ja toimintalämpötila $T = 25^\circ\text{C}$). Tällöin nimellinen energiantuotto vuodessa on

$$E_{nim} = 120 \text{ kWh/m}^2 * 10 \text{ m}^2 * 15\% = 180 \text{ kWh}$$

Mutta järjestelmä tuotti vuoden aikana vain $E_{tot} = 125 \text{ kWh}$. Tällöin esimerkkijärjestelmän performance ratio on

$$PR = \frac{125 \text{ kWh}}{180 \text{ kWh}} = 69,4\%$$

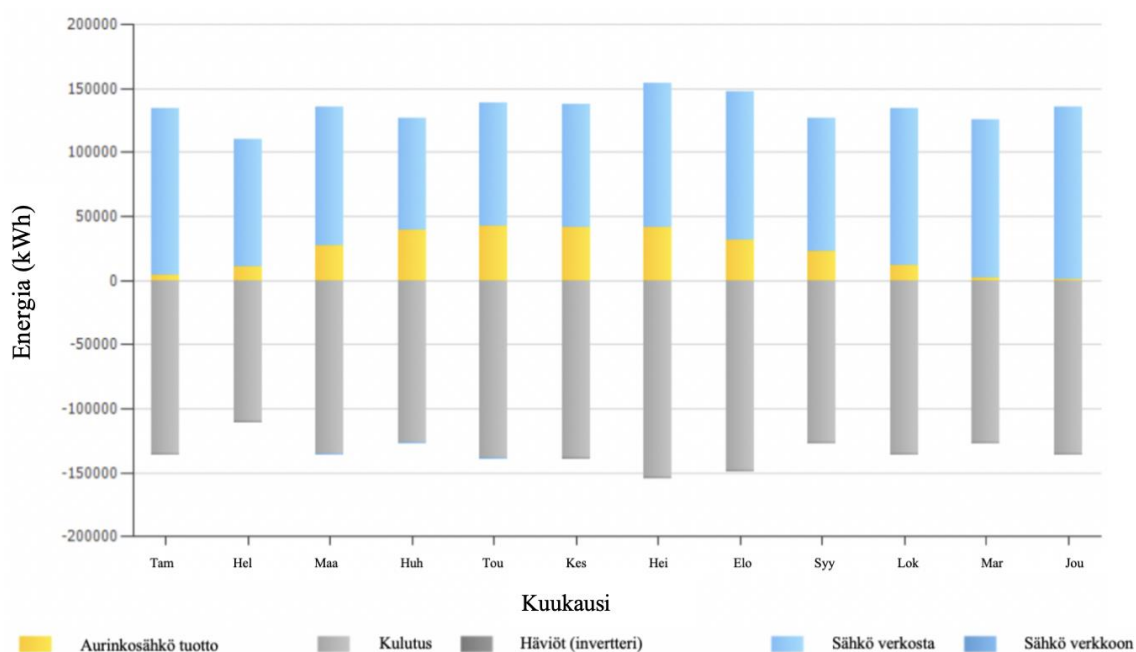
Performance ratioon vaikuttaa muun muassa varjostus ja väärä säteilyn kohtaamiskulma aurinkopaneeliin, korkeat lämpötilat paneelissa eli heikko tuuletus sekä kaapeli- ja invertterihäviöt. Teoriassa performance ratio voi olla yli 100%, jos aurinkopaneelisiin kohdistuu suurempi kertynyt säteily ja toimintalämpötila on alle $T = 25^{\circ}\text{C}$. Käytännössä kuitenkin 80% performance ratiota pidetään erittäin suorituskykyisenä. Performance ratio mittaa järjestelmän suorituskykyä ja laadukkuutta. (SMA Solar Technology AG, 2018)

5.3.1 Referenssi

Referenssijärjestelmä tehtiin mitoittamalla aurinkopaneelit Lentokonetehtaan kattolyhtyihin. Kattolyhdyt on suunniteltu Lentokonetehtaan alkuperäiseen viitesuunnitelmaan juuri aurinkopaneelien sijoituspaikaksi. Kattolyhtyjen pinta-ala rajoitti järjestelmän aurinkopaneelien pinta-alaa ja näin nimellistehon noin 344 kWp:iin. Taulukossa 7 ja kuvassa 32 on esitetty järjestelmän ominaisuudet sekä sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain.

Taulukko 7: Referenssijärjestelmän ominaisuudet.

Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	1432 kpl, 2291,6 m ² , 343,68 kWp
Vuosituotto	275 469 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	99,9%
Performance ratio (PR)	78,1%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	34°, kiinteä, ei tuuletusta
Varjostuksessa menetetty tuotto	1,7%
Invertterit	7 kpl
Omavaraisuusaste	17,0%

**Kuva 32: Referenssijärjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto.**

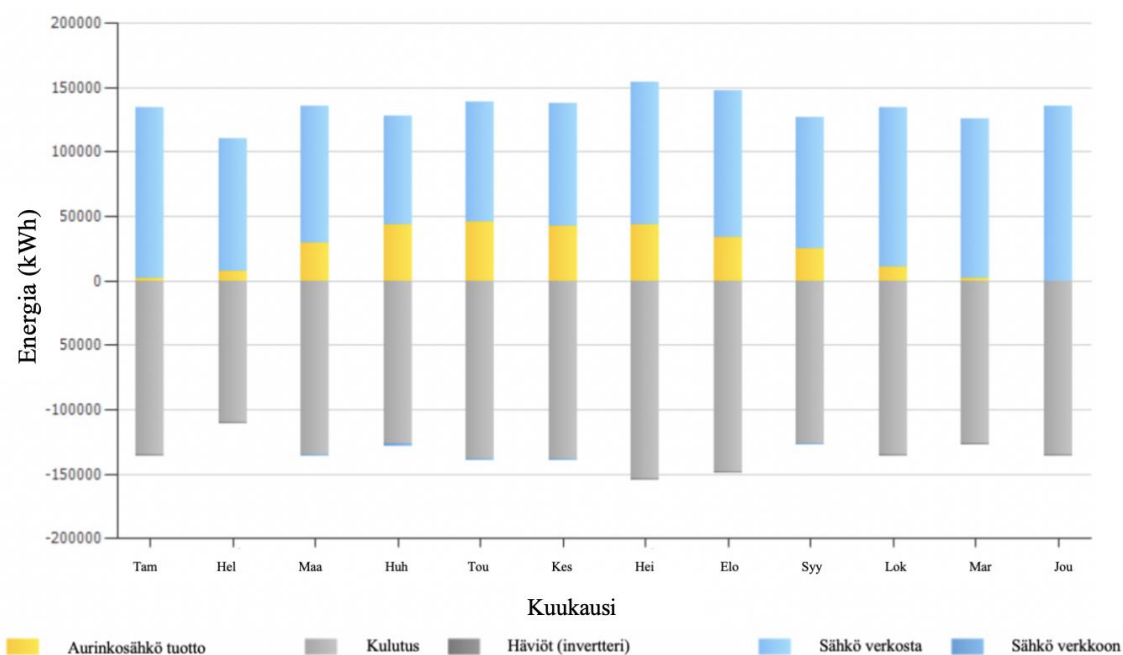
Taulukosta huomataan, että omakäyttöosuus on lähes 100%. Tämä tarkoittaa sitä, että lähes kaikki energia voidaan käyttää suoraan Lentokonetehtaassa. Varjostuksessa menetetty tuotto on hyvin pieni, koska kattolyhdyt ovat etäällä toisistaan ja loivassa 34° kulmassa, joten ne eivät varjosta toisiaan. Järjestelmän performance ratio on kuitenkin hieman alempi kuin muissa järjestelmissä, tämä johtuu loivasta aurinkopaneelien kulmasta sekä huonosta jäähdytyksestä, koska aurinkopaneelit on asennettu suoraan kattolyhtyjen pintoihin ilman, että ilma pääsee kiertämään paneelien alla.

5.3.2 Järjestelmä 1

Ensimmäinen järjestelmä mitoitettiin saman kokoiseksi kuin referenssijärjestelmä, mutta aurinkopaneelit asennettiin optimaaliseen kulmaan asennustelineille. Telineillä taustan jäähtyminen on myös tehokasta. Taulukossa 8 ja kuvassa 33 on esitetty järjestelmän ominaisuudet sekä sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain.

Taulukko 8: Ensimmäisen järjestelmän ominaisuudet.

Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	1431 kpl, 2290 m ² , 343,44 kWp
Vuosituotto	284 629 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	98,9%
Performance ratio (PR)	80,6%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	45°, telineet, vapaa tuuletus
Varjostuksessa menetetty tuotto	5,5%
Invertterit	7 kpl
Omavaraisuusaste	17,4%



Kuva 33: Ensimmäisen järjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto.

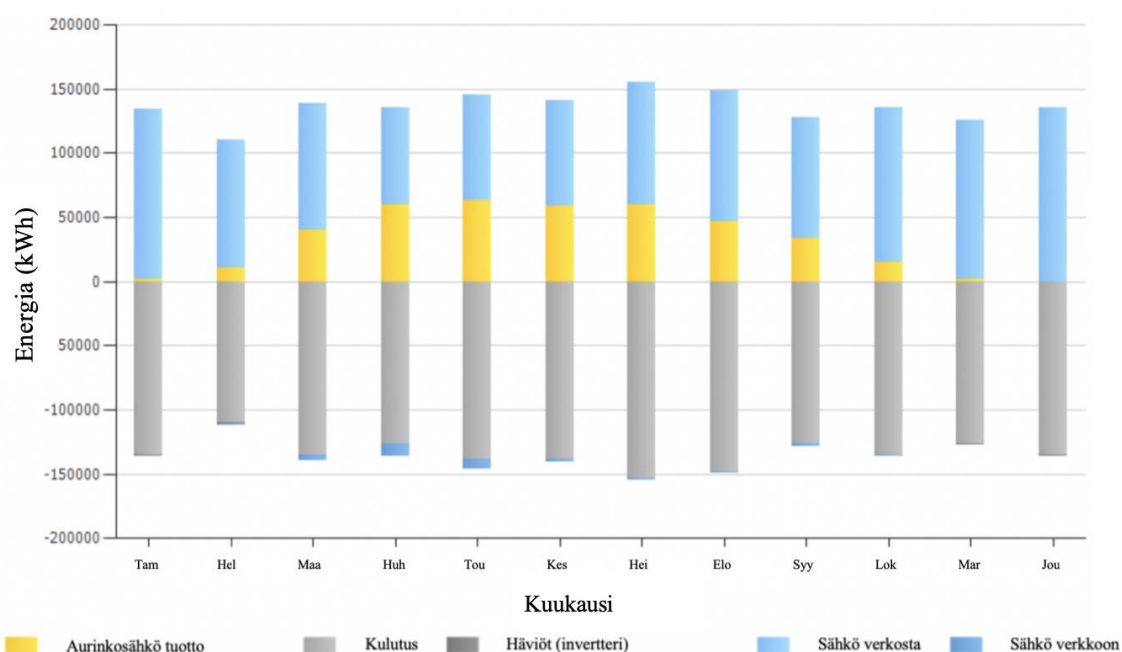
Taulukosta huomataan, että vaikka varjostuksessa menetetty tuotto on suurempi kuin referenssijärjestelmällä, sen performance ratio on parempi, joten myös vuosituotto on hieman parempi. Kuvasta huomataan, että erityisesti toukokuussa energiantuotto on korkea optimaalisen kallistuskulman takia. Tammikuussa, marras- ja joulukuussa tuotto on taas hieman heikompi, koska aurinkopaneelit varjostavat toisiaan silloin, kun aurinko paistaa matalalta.

5.3.3 Järjestelmä 2

Seuraavaa järjestelmää suurennettiin merkittävästi edellisestä. Taulukossa 9 ja kuvassa 34 on esitetty järjestelmän ominaisuudet sekä sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain.

Taulukko 9: Toisen järjestelmän ominaisuudet.

Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	1980 kpl 3168,6 m ² , 475,2 kWp
Vuosituotto	373 706 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	93%
Performance ratio (PR)	80,6%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	45°, telineet, vapaa tuuletus
Varjostuksessa menetetty tuotto	5,5%
Invertterit	9 kpl
Omavaraisuusaste	22,7%

**Kuva 34: Toisen järjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto.**

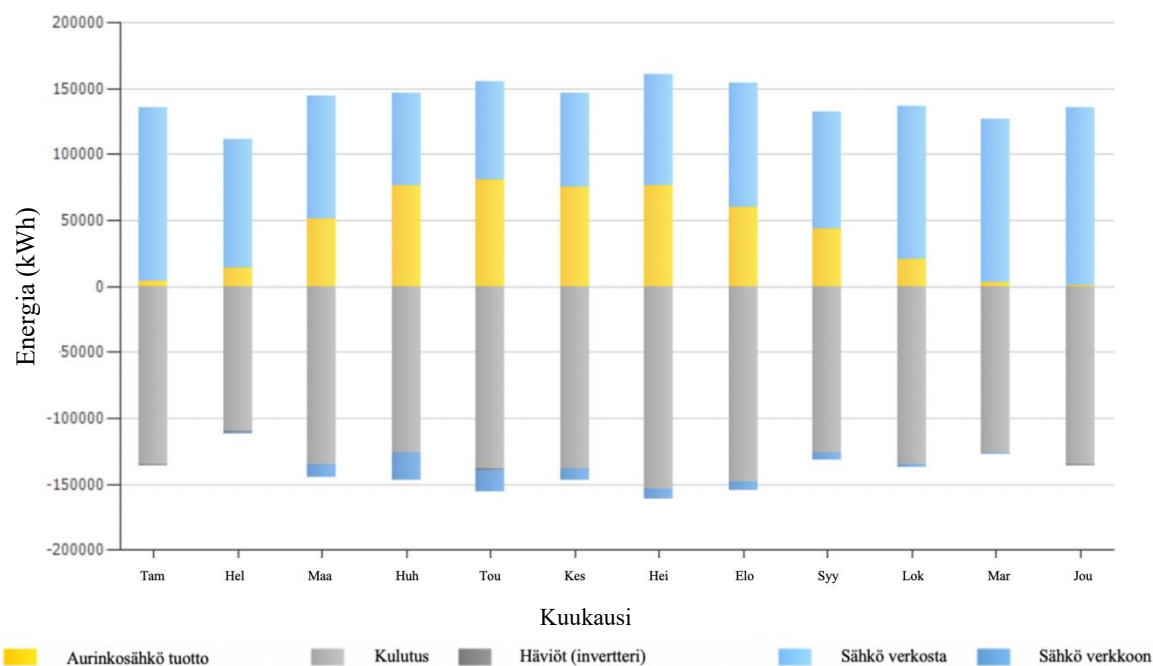
Taulukoista nähdään, että toisen järjestelmän vuosituotto kasvaa ensimmäiseen verrattuna noin 24% ja omakäyttöosuus laskee noin 6%-yksikköä. Lentokonetehtaan omavaraisuusastetta sähköenergiassa saatiin kasvatettua huomattavasti, noin 5,3%-yksikköä.

5.3.4 Järjestelmä 3

Kolmatta järjestelmää suurennettiin vielä enemmän edellisestä. Taulukossa 10 ja kuvassa 35 on esitetty järjestelmän ominaisuudet sekä sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain.

Taulukko 10: Kolmannen järjestelmän ominaisuudet.

Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	2520 kpl, 4032,7 m ² , 604,8 kWp
Vuosituotto	505 421 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	84,9%
Performance ratio (PR)	81,3%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	45°, telineet, vapaa tuuletus
Varjostuksessa menetetty tuotto	4,7%
Invertterit	12 kpl
Omavaraisuusaste	26,6%

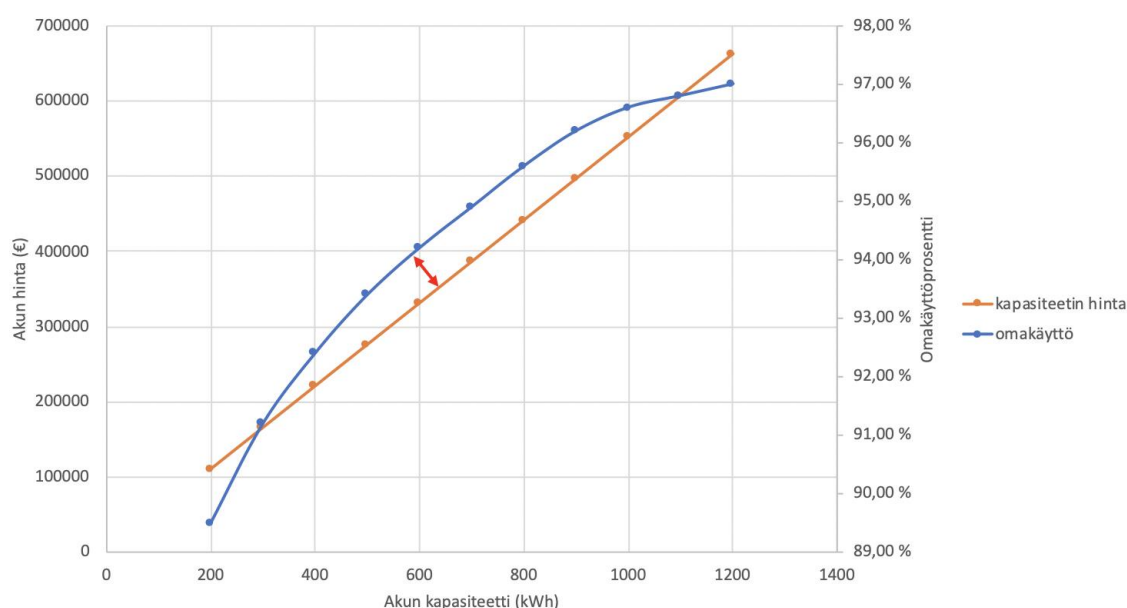
**Kuva 35: Kolmannen järjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto.**

Taulukoista huomataan, että järjestelmän performance ratio on kasvanut hieman verrattuna toiseen järjestelmään. Tämän lisäksi varjostuksessa menetetty tuotto on pienentynyt. Nämä kaksi suhdetta ovat suoraan toisistaan riippuvaisia, ja muutos johtuu aurinkopaneeliryhmien keskinäisen varjostuksen suhteen pienestä muuttumisesta.

Verrattuna toiseen järjestelmään aurinkoenergian tuotto kasvaa noin 26%, joka oli saman verran, kuin järjestelmän 1 ja järjestelmän 2 välillä. Järjestelmään 3 siirryttäessä Lento-konetehtaan omavaraisuusaste sähköenergiassa ei kuitenkaan noussut enää yhtä paljon, vain noin 3,9%-yksikköä. Samalla omakäyttöosuus laski noin 8%-yksikköä. Tässä kokoluokassa siis järjestelmää kasvattaessa verkkoon siirrettävä osuus sähköstä kasvaa nopeasti. Tämän takia energiavarastojen tarkasteleminen tulee aiheelliseksi.

5.3.5 Akun mitoitus ja järjestelmä 4

Kolmannessa järjestelmässä havaittiin, että sähkön omakäyttöosuus vähenee nopeasti järjestelmäkokoja kasvattamalla. Lisäämällä akku järjestelmään saadaan omakäyttöosuutta ja Lentokonetehtaan omavaraisuusastetta kasvatettua. Kuvassa 36 on laskettu eri kokoisten akkujen vaikutus omakäyttöosuuteen järjestelmän 3 kokoluokassa. Lisäksi kuvaan on lisätty käyrä kuvaamaan akun investointikustannusta arvolla 550€/kWh (International Renewable Energy Agency IRENA, 2017). Investointikustannus on hyvin suurpiirteinen, mutta antaa suuruusluokan akun optimaalisesta koosta tässä järjestelmäkokoluokassa. Optimaalinen akun koko on siinä kohdassa, missä kapasiteetin hinta ja omakäyttöprosentin kuvaaja on kauimpana toisistaan. Tässä tapauksessa optimaalinen koko olisi hieman alle 600 kWh:sta vähän yli 700 kWh:iin.



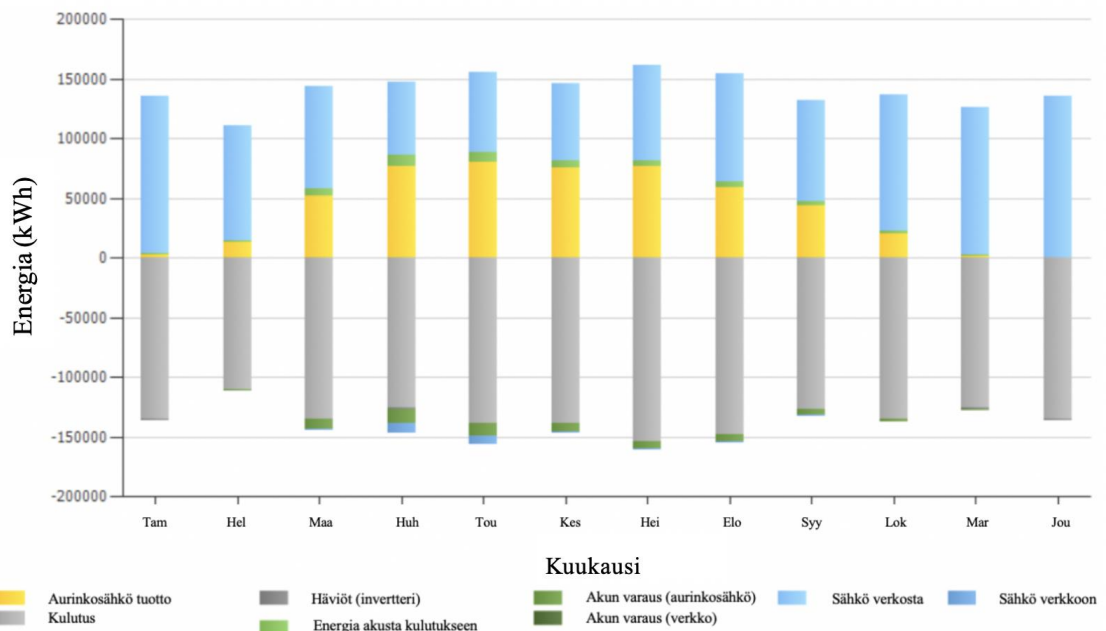
Kuva 36: Sähköenergian omakäytön osuuden muutos kasvattaessa akun kapasiteettia. Tarkasteltava järjestelmä vastaa järjestelmää 3. Lisäksi kuvaan lisätty akun investointikustannus vakiokulmakertoimella havainnollistamaan aluetta optimaalisesta akun koosta. Punaisella nuolella korostettu alue, milloin akusta saatava hyöty on suurin suhteessa kapasiteetin hintaan.

Kuten kuvasta huomataan, omakäyttöosuuden muutos ei ole lineaarinen kasvattaessa akun kapasiteettia. Kuvasta havaitaan esimerkiksi, että akkukapasiteetin kasvattaminen yli 800 kWh:n kokoluokassa ei juurikaan tuo lisähyötyä omakäyttöosuuden kasvattamiseen. Tämä kuitenkin lisää akun investointikustannuksia huomattavasti. Toinen ääripää on samankaltainen; akkukapasiteetin pienentäminen heikentää omakäyttöprosenttia huomattavasti, mutta kustannukset eivät laske niin nopeasti. Todellisuudessa myöskään akun investointikustannukset eivät ole täysin lineaariset, vaan pienemmillä akkukapasiteeteilla asennuskustannus nostaa suhteellista kustannusta enemmän kuin suuremmilla akkukapasiteeteilla.

Järjestelmä 4 simuloitiin lisäämällä järjestelmä 3:een 574,9 kWh kokoinen kiinteistö-akku. Akku on AC-kytkennällä toteutettu LiFePO₄-litiumioniakku. Akkuun on asetettu varaussuunnitelmassa $5\% \leq SOC \leq 94\%$ ja akkua käytetään ainoastaan perinteisellä käyttömallilla (malli 2.). Akun purkamis- ja varausteho on asetettu niin korkeaksi, ettei ne vaikuta järjestelmän toimintaan. Taulukossa 11 ja kuvassa 37 on esitetty järjestelmän ominaisuudet, sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain sekä akun toiminta.

Taulukko 11: Neljännen järjestelmän ominaisuudet

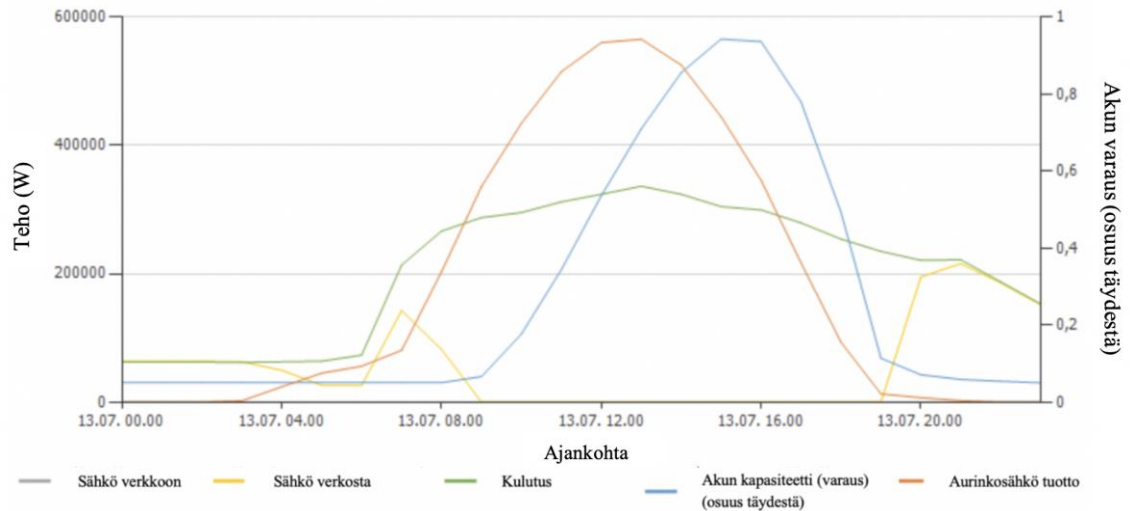
Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	2520 kpl, 4032,7 m ² , 604,8 kWp
Vuosituotto	505 421 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	94,2%
Performance ratio (PR)	81,3%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	45°, telineet, vapaa tuuletus
Varjostuksessa menetetty tuotto	4,7%
Invertterit	12 kpl
Akku	574,9 kWh, 500 kW, LiFePO ₄ , AC-kytkentä
Häviöt akussa (tuotosta)	1,9%
Akun hyötysuhde	82,9%
Syklit vuodessa	97
Omavaraisuusaste	29,4%



Kuva 37: Neljännen järjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto ja akun käyttö.

Verrattaessa kolmannen ja neljännen järjestelmän toimintaa, huomataan, että akku nostaa tässä järjestelmässä omakäyttöprosenttia noin 9%-yksikköä. Performance ratio on sama

kuin kolmannessa järjestelmässä, mutta akussa varaamisesta, purkamisesta ja itsepurkautumisesta tapahtuvat häviöt vuodessa ovat 1,5% kokonaisenergiantuotannosta. Varaamisesta ja purkamisesta syntyneet häviöt sisältävät vaihto- ja tasasuuntaushäviöt. Akulle kertyy vuodessa 97 sykliä, joka on melko vähän. Akulle voi kertyä vuorokaudessa enimmillään noin 0,9 sykliä. Kuvassa 38 on esitetty, miltä järjestelmän toiminta parhaimmillaan näyttää.



Kuva 38: Ihanteellinen vuorokausi järjestelmän toiminnan kannalta.

Kuvasta nähdään, että järjestelmän tuottaessa sähköenergiaa tasaisesti koko päivän, järjestelmä toimii optimaalisesti. Kello 9:00 jälkeen verkosta ei oteta yhtään energiaa. Akua varataan, koska energiaa tuotetaan enemmän kuin käytetään. Noin kello 15:00 akku saavuttaa suurimman varauksen ja lähes välittömästi sen jälkeen sitä aletaan purkaa. Verkosta otetaan energiaa vasta kello 19:00 jälkeen, vaikka jo kello 17:00 jälkeen energiaa käytetään enemmän kuin tuotetaan. Energiaa ei myöskään siirretä verkkoon ollenkaan. Suuri osa päivistä ei kuitenkaan ole kuvan kaltaisia, vaan akku joko ei saavuta suurinta varausta, tai energiaa siirretään verkkoon iltapäivällä.

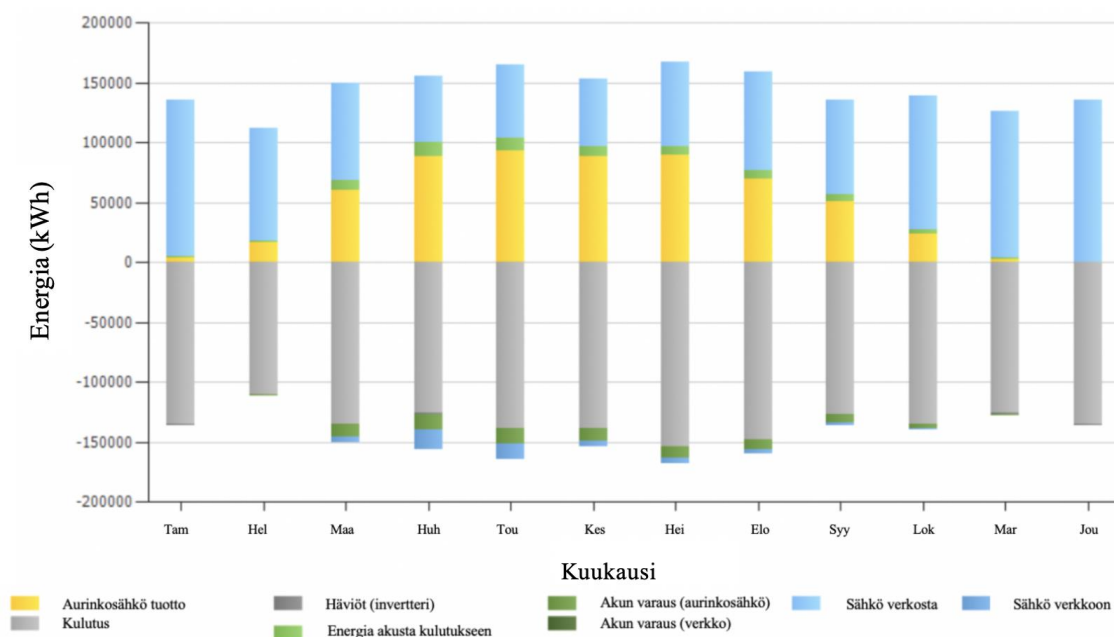
Järjestelmä 4:n akku saavuttaa varaushuipun noin 30-40 kertaa vuodessa. Keskimäärin yli puolet varaushuipuista keskittyy huhtikuulle ja noin kolmasosa toukokuulle. Kesä-elokuussa varaushuippuja on yhteensä siis vain kolmasosa. Tulos on yllättävä, mutta selittyy lisääntyneellä energiantarpeella, joka johtuu jäähdytyksestä. Jäähdytys ajoittuu kesä-elokuulle ja on suurimmillaan heinäkuussa.

5.3.6 Järjestelmä 5

Viidennessä järjestelmässä suurennettiin järjestelmän kokonaistehoa ja pidettiin akku saman kokoisena kuin järjestelmässä 4. Taulukossa 12 ja kuvassa 39 on esitetty järjestelmän ominaisuudet, sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain sekä akun toiminta.

Taulukko 12: Viidennen järjestelmän ominaisuudet

Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	2937 kpl, 4700,02 m ² , 704,88 kWp
Vuosituotto	589 493 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	89,6%
Performance ratio (PR)	81,3%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	45°, telineet, vapaa tuuletus
Varjostuksessa menetetty tuotto	4,6%
Invertterit	14 kpl
Akku	574,9 kWh, 500 kW, LiFePO ₄ , AC-kytkentä
Häviöt akussa (tuotosta)	2,1%
Akun hyötysuhde	83,9%
Syklit vuodessa	131
Omavaraisuusaste	32,7%

**Kuva 39: Viidennen järjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto ja akun käyttö.**

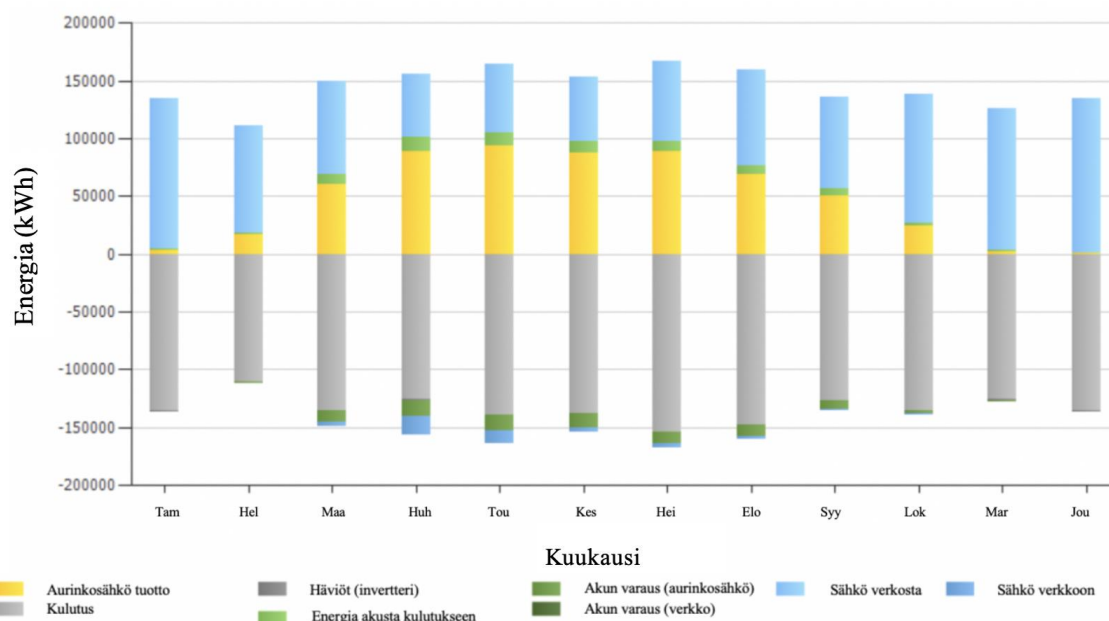
Viidennessä järjestelmässä nostettiin kokonaistehoa noin 14% neljännessä järjestelmästä. Tämä laski omakäyttöosuutta noin 4,6%-yksikköä. Akun häviöt nousivat hieman ja syklit vuodessa lähes kaksinkertaistuivat.

5.3.7 Järjestelmä 6

Kuudennessa järjestelmässä suurennettiin akun kapasiteettia, mutta pidettiin muuten järjestelmän koko samana kuin järjestelmässä 4. Taulukossa 13 ja kuvassa 40 on esitetty järjestelmän ominaisuudet, sähköenergian tuoton jakaantuminen kuukausittain sekä akun toiminta.

Taulukko 13: Kuudennen järjestelmän ominaisuudet

Paneelien lukumäärä, paneelien pinta-ala ja kokonaisteho	2937 kpl, 4700,02 m ² , 704,88 kWp
Vuosituotto	589 493 kWh/vuosi
Omakäyttöosuus	90,5%
Performance ratio (PR)	81,3%
Paneelien kallistuskulma ja asennus	45°, telineet, vapaa tuuletus
Varjostuksessa menetetty tuotto	4,6%
Invertterit	14 kpl
Akku	654,1 kWh, 500 kW, LiFePO ₄ , AC-kytkentä
Häviöt akussa (tuotosta)	2,3%
Akun hyötysuhde	84,3%
Syklit vuodessa	124
Omavaraisuusaste	33,0%

**Kuva 40: Kuudennen järjestelmän simuloitu aurinkoenergian tuotto ja akun käyttö.**

Akkua suurennettiin järjestelmästä 5 noin 14%. Tämä nosti järjestelmän omakäyttöosuutta noin 0,9%-yksikköä. Akun häviöt nousivat ja syklien määrä laski hieman.

5.4 Järjestelmävertailu

Referenssijärjestelmän ja ensimmäisen järjestelmän ero oli aurinkopaneelien asennustavoissa. Järkevällä paneelien asennustavalla aurinkosähköjärjestelmästä saatiin suorituskykyisempi ja noin 3,2% parempi energian vuosituotto. Tämä kuitenkin tarkoitti sitä, että noin 1% tuotosta siirrettiin verkkoon. Verkkoon siirretty määrä on kuitenkin mitätön järjestelmän kannattavuutta laskettaessa.

Toista ja kolmatta järjestelmää suurennettiin reilusti, jotta nähdään omakäyttöosuuden muutos. Toisessa järjestelmässä 7% tuotosta siirrettiin verkkoon ja Lentokonetehtaan omavaraisuusasteeksi tuli 22,7%. Kolmas järjestelmä oli jo huomattavan suuri verrattuna kulutukseen, tuotosta yli 15% siirrettiin verkkoon. Omavaraisuusasteeksi tuli 26,6%.

Neljännän järjestelmän koko pidettiin samana kolmannen kanssa, mutta lisättiin litiumrautafosfaattiakku tasoittamaan tuoton ja kulutuksen välisiä eroja. Akun koko arvioitiin karkeasti simuloimalla kuvaajaan akun koon vaikutus omakäyttöosuuteen ja lisäämällä samaan kuvaajan vakiokulmakertoimella kasvavaa akun kustannusta. Tulosten perusteella arvioitiin optimaalisen akun koon olevan välillä 570 – 800 kWh. Neljättä järjestelmää päädyttiin simuloimaan 574,9 kWh:n akulla ja järjestelmä osoittautui toimivan hyvin.

Viidennessä ja kuudennessa järjestelmässä lisättiin ensin aurinkopaneelien määrää ja sen jälkeen akun kapasiteettia. Havaittiin, että pieni järjestelmän maksimitehon nosto vaikutti huomattavasti omakäyttöosuuteen. Akun kapasiteetin pieni nosto taasen ei vaikuttanut omakäyttöosuuteen juurikaan.

Havaintojen perusteella järjestelmille 2,4 ja 5 kannattaa tehdä kannattavuuslaskelmat. Järjestelmä 1 on hyvin samankaltainen kuin järjestelmä 2. Järjestelmä 3:ssa sähköenergiaa siirretään liikaa sähköverkkoon. Järjestelmässä 6 akun kapasiteetin nosto lisää omakäyttöosuutta vain marginaalisesti, joten sen kannattavuus ei todennäköisesti tule olemaan parempi kuin järjestelmässä 5.

Tässä tapauksessa akku mitoitettiin tietylle järjestelmälle ensin päättämällä järjestelmän tarkka koko ja sen jälkeen etsimällä optimaalinen akun kapasiteetti suhteessa sen hintaan. Tämän jälkeen nostamalla järjestelmän huipputehoa saatiin myös akulle enemmän syklejä vuodessa. Akun mitoitus on siis tehtävä siten, että järjestelmällä on oltava paljon ylituotantoa ennen, kuin akulle muodostuu selvä tarve. Voidaan myös päätellä, että akun mitoitus kovin suureksi ei ole kannattavaa. Seuraavassa kappaleessa todetaan, vaikuttaako akun syklien määrä ja omakäyttöosuuden muutos järjestelmän kannattavuuteen oleellisesti.

6. AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KANNATTAVUUS

Pääasiallinen tarkoitus aurinkosähköjärjestelmällä on lisätä energiaomavaraisuutta, joten aurinkosähköjärjestelmä tuottaa arvoa siksi, ettei sähköenergiaa tarvitse ostaa verkosta. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen vaikuttavat seuraavat asiat:

- Järjestelmän kustannukset (perustamis- ja ylläpitokustannukset)
- Sähkön ostohinta (sisältäen sähkön hinnan, sähkön siirron tai päivä- ja yöenergiamaksun, sähköveron sekä arvonlisäveron)
- Sähkön myyntihinta
- Investointituet

Lisäksi järjestelmän kannattavuuteen voi tulevaisuudessa mahdollisesti vaikuttaa tunti-kohtaisen tehonsiirron maksut, mutta vielä toistaiseksi sähköverkkoyhtiöt eivät niitä laskea.

6.1 Sähkön hinta

Kaikkiin kannattavuuslaskelmiin käytettiin Tampereen Sähköverkko Oy:n verkkopalveluhinnastoa (Tampereen Sähköverkko Oy, 2017). Käytetyt sähkön hinnat ovat seuraavassa taulukossa 14 esitetyt:

Taulukko 14: Kannattavuuslaskelmissa käytetyt sähkön hinnat. (Tampereen Sähköverkko Oy, 2017), (Tampereen Sähkölaitos, 2018)

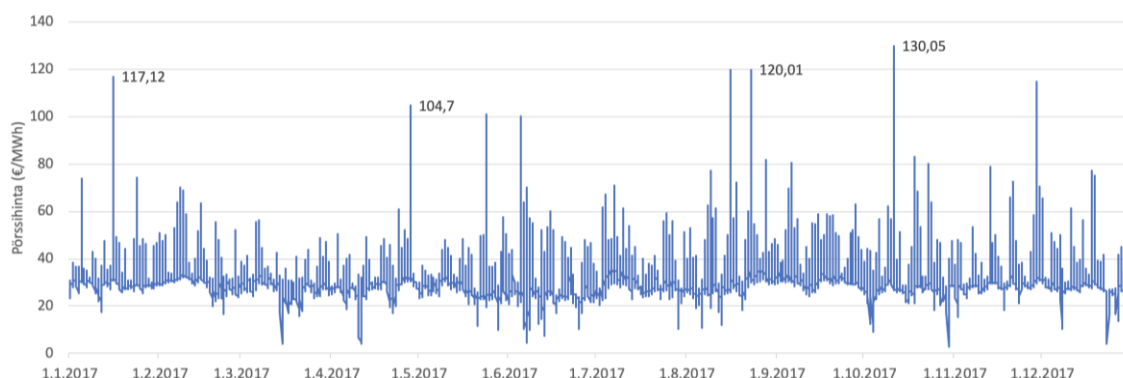
Keskijännitetelesiirto (veroluokka 1)	yksikkö	määrä
Perusmaksu	€/kk	171,92
Sähkön hinta	€/kWh	perustuu spot-hintaan lisätty kiinteä välityspalkkio 0,3 snt/kWh
Pätötehomaksu	€/kW/kk	1,48
Loistehomaksu	€/kVAr/kk	1,25
Päiväenergiamaksu	senttiä/kWh	1,24
Yöenergiamaksu	senttiä/kWh	0,77
Sähkövero	senttiä/kWh	2,253
Arvonlisävero	%	24
Hyvitys myydystä sähköstä	senttiä/kWh	spot-hinnasta vähennetty kiinteä 0,3 snt/kWh

Pätö- ja loistehomaksu lasketaan kyseisen hinnaston mukaan kuukausittain. Pätötehomaksu lasketaan 12 kuukauden ajalta kahden suurimman tehopiikin keskiarvona, joka määrittää kuukausittain laskutettavan pätötehomaksun. Induktiivisesta loistehosta vähennetään 20% pätötehon määrästä. Kapasitiivista loistehoa ei toistaiseksi laskuteta. Tehoa mitataan tunneittain. Sähkön hinta perustuu tunneittain vaihtuvaan spot-hintaan, johon on lisätty kiinteä välityspalkkio. Lopullinen hinta määräytyy tehdyn sähkösopimuksen mukaisesti.

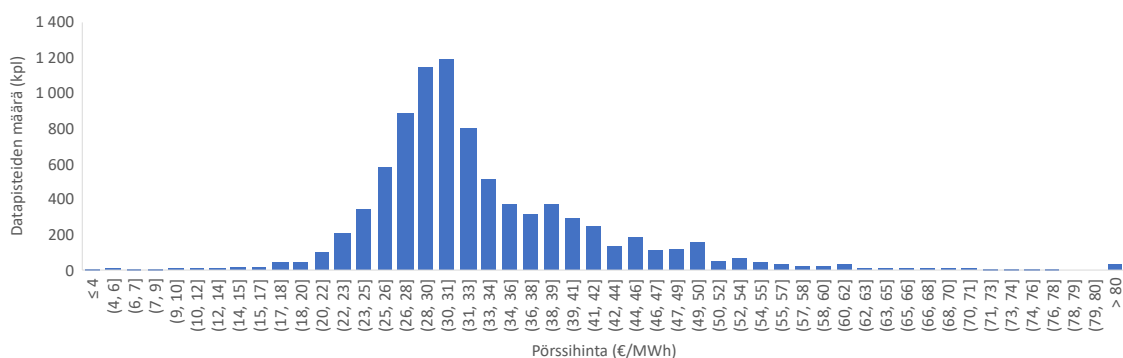
Sähkövero määräytyy sen mukaan, millaista toimintaa asiakas harjoittaa. Lentokonetehdas kuuluu veroluokkaan 1. Teollisuus- ja viljelykiinteistöt voivat olla veroluokkaan 2 kuuluvia, jolloin niiden sähkövero on pienempi. Sähkön arvonlisävero lisätään sähkön ostohintaan, pätö- ja loistehomaksuihin, energiamaksuihin sekä myös sähköveroon. (Vattenfall, 2018)

6.2 Nord Pool Spot

Nord Pool Spot on Pohjoismaiden ja Baltian maiden välinen sähköpörssi, jonka omistaa paikalliset kantaverkkoyhtiöt. Pörssissä käydään arvopaperikauppaa sähköstä ja sähkön ostajat antavat tarjouksen vuorokautta ennen, millä hinnalla sähköä voisi ostaa. Kuvassa 41 on Suomen spot-hintakehitys vuodelta 2017. Lisäksi kuvassa 42 on histogrammi tuntikohtaisista keskihintoista.



Kuva 41: Suomen spot-hinta vuorokausittain vuonna 2017.



Kuva 42: Histogrammi Suomen tuntikohtaisista spot-hinnoista. Datapiste tarkoittaa tuntikohtaista toteutunutta sähkön hintaa.

Kuten kuvista nähdään, sähkön spot-hinta on keskimäärin vakaa, mutta paikallisia minimejä ja maksimeja on paljon. Hintahuiput ovat kuitenkin enintään muutaman tunnin mittaisia, eivätkä vaikuta juurikaan hinnan keskiarvoon. Sähkön hinnan keskiarvo vuonna 2017 oli 33,19 €/MWh ja sähkön hinta oli välillä 21 €/MWh – 49 €/MWh yli 91% ajasta.

Vuoden 2017 tilastoista voidaan laskea myös sähkön hinnan keskimääräinen ero yöllä (kello 22-07) ja päivällä. Sähkön hinta päivällä oli keskiarvollisesti 36,35 €/MWh, yöllä 28,77 €/MWh. Hinta yöllä on siis noin 21% halvempi. Tälle on selitys, että yleisestikin sähköä kulutetaan vähemmän yöllä, siksi sen markkinahinta on halvempi.

6.3 Laskentamenetelmät

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta laskettaessa on otettava huomioon ainakin seuraavat asiat:

- Järjestelmän investointikustannus K_i (€)
- Järjestelmän vuotuiset käyttö- hoito- ja korjauskustannukset K_h (€/vuosi)
- Järjestelmän nettotuotot T (eli paljonko järjestelmä tuottaa ”rahaa”) (€/vuosi)
- Tuotettu energia E (kWh/vuosi)
- Aika t (vuosia)
- Pitoaika n (vuosia)
- Korkokanta r (%)

Käyttö- hoito- ja korjauskustannuksiin sisällytetään kaikki tapahtumat, jotka kohdistuvat järjestelmään. Esimerkiksi invertterien, akun tai aurinkopaneelien vaihtaminen kuuluvat näihin kustannuksiin. Järjestelmän tuotto on verrannollinen säästetyn ostosähkön käyttöön ja tähän voidaan ottaa huomioon sähkön hinnan nousu. Hinnan nousu kannattaa kuitenkin ottaa huomioon tarkkaan harkiten. Myös sähkön verkkoon myymisen hinta saattaa muuttua. Sähkön hinnan muuttuminen verkkoon myydessä on suuri riski, jos järjestelmä tuottaa paljon ylijäämää. Jos järjestelmän tuottama energia voidaan käyttää lähes kokonaan itse, verkkoon myymisen riski on olematon. Erilaisten järjestelmäinvestointien kannattavuutta laskiessa otetaan huomioon myös järjestelmän jäännösarvo, mutta aurinkosähköjärjestelmissä jäännösarvo voidaan useimmissa tapauksissa olettaa nolllaksi. Mikäli aurinkosähköjärjestelmälle halutaan määrittää jäännösarvo, se kannattaa asettaa hyvin maltilliseksi. Jäännösarvo parantaa investoinnin kannattavuutta, mikäli järjestelmä voidaan realisoida aikanaan tuotoksi.

Nettonykyarvomenetelmä (eng. Net Present Value, NPV)

Nettonykyarvo lasketaan kaavalla:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{T}{(1+r)^t} - K_h - K_i$$

Jos NPV on positiivinen pitoajan sisällä, järjestelmä on kannattava.

Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä

Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä on periaatteessa täysin sama laskentakaava kuin nettonykyarvomenetelmällä, mutta siinä tarkkaillaan aikaa, jolloin nettonykyarvo muuttuu negatiivisesta positiiviseksi. Eli korollinen takaisinmaksuaika lasketaan kaavalla:

$$\sum_{t=1}^{n^*} \frac{T}{(1+r)^t} - K_h - K_i \geq 0,$$

missä $n^* = \text{takaisinmaksuaika}$

Takaisinmaksuaika on siis se (vuosina), jolloin nettonykyarvo on nolla.

Sisäisen korkokannan menetelmä (eng. Internal Rate of Return, IRR)

Sisäinen korkokanta lasketaan kaavalla:

$$\sum_{t=1}^n \frac{T}{(1+r^*)^t} - K_h = 0,$$

missä $r^* = IRR$

Sisäinen korkokanta tarkoittaa siis, että etsitään korkokanta, millä järjestelmän nettonykyarvo on nolla pitoajan viimeisenä vuonna.

Energian tuotantohinta (eng. Levelized cost of energy, LCOE)

LCOE määrittää tuotetun energian hinnan. LCOE lasketaan kaavalla:

$$LCOE = \sum_{t=1}^n \frac{\frac{K_h}{(1+r)^t} + K_i}{\frac{E}{(1+r)^t}}$$

LCOE:lla voidaan vertailla erilaisten järjestelmätyyppien tuotetun energian hintaa tai verrata ostetun sähkön hintaan. Muuten LCOE ei ole järjestelmän kannattavuuden laskemiseen paras mahdollinen tapa.

Järjestelmien kannattavuuksia on hyvin haastava arvioida siitä syystä, että niiden investointi- ja hoitokustannuksia on vaikea määrittää tarkasti. Kuitenkin niistä voidaan tehdä karkeat arviot ja käyttämällä samoja arvoja eri järjestelmien kannattavuuslaskelmiin, voidaan nähdä eri järjestelmien erot. Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuksia laskettaessa on kuitenkin erittäin positiivista se, että järjestelmien materiaali- ja asennuskustannukset ovat laskeneet voimakkaasti viime vuosina. Toisaalta myös energian hinnan nou-

sua on odotettavissa seuraavina vuosina. Lisäksi mahdollinen siirtyminen enemmän tehopainotteiseen energiatariffiin osaltaan vaikuttaa tulevaisuudessa positiivisesti kannattavuuteen. Nämä asiat osaltaan vääristävät laskelmia siltä kannalta, että todellisuudessa järjestelmät voivat olla jopa kannattavampia.

6.4 Kannattavuuslaskenta ja investoinnin riskit

Kaikille järjestelmille simuloitiin aiemmin vuosittainen energiantuotto. Energiantuotto on saatavissa simulointituloksista tunneittain. Tuntikohtaista energiantuottoa verrattiin spot-hintaan, jolloin pystyttiin laskemaan, minkä arvosta järjestelmä on tuottanut sähköä. Myös verkkoon siirretyn sähkön rahallinen tuotto laskettiin. Laskentaan käytettiin taulukossa 14 esitettyjä arvoja (sähkön hinta, päivä- ja yöenergiamaksu, hyvitys myydystä sähköstä sekä verot). Perusmaksua sekä tehomaksuja ei oteta huomioon, koska ne eivät muuta järjestelmän kannattavuutta sellaisenaan. Lisäksi käytettiin muita laskennallisia arvoja, jotka vaikuttavat järjestelmien kannattavuuteen. Arvot taulukossa 15.

Taulukko 15: Investoinnin kannattavuuslaskentaan vaikuttavat tekijät (Auvinen & Jalas, 2017) (International Renewable Energy Agency IRENA, 2017) (Energiavirasto, 2018) (Business Finland, 2018)

Kannattavuuteen vaikuttavat luvut	yksikkö	määrä
laskentakorkokanta	%	5
Tuotannon putoaminen (aurinkopaneelien tehonalenema)	%/vuosi	0,5
Järjestelmän investointikustannus	€/kWp	1000
Akun investointikustannus (574,9 kWh, 500 kW, LiFePO4)	€	320 000
Järjestelmän investointituki	%	25
Järjestelmän ylläpito	%/vuosi investointikustannuksesta	0,5
Sähkön hinnannousu	%/vuosi	1

Tyypillisesti 5% tuottovaatimus (laskentakorkokanta) ei ole investoinneille kovin suuri, mutta aurinkosähköjärjestelmillä hyvin tavallinen. Lisäksi se on hyvällä todennäköisyydellä korkeampi kuin järjestelmän rahoituskustannukset. Jokaisella investoijalla on kuitenkin oma näkemyksensä investoinnin tuottovaatimukselle. Tuottovaatimuksen muuttaminen vaikuttaa oleellisesti järjestelmän nettonykyarvoon ja takaisinmaksuaikaan.

Epätietoisuutta liittyy luonnollisesti myös sähkön hinnannousuun. Hinnannousua on mahdoton ennustaa tarkasti, mutta tilastot ovat näyttäneet, että hinnannousu on pitkän aikavälin otannalla noin 1% vuodessa. Tavanomaista on, että sähkön hinta laskee tai nousee nopeasti lyhyellä aikavälillä. Kannattavalla aurinkosähköjärjestelmällä voidaankin luoda ”vakuutus” tulevaisuuden mahdolliseen hinnannousuun. Toisaalta, kannattamatonkin järjestelmä voi muuttua kannattavaksi, jos sähkön hinta muuttuu nopeammin kuin on

oletettu. Hinnan muutoksella ei kuitenkaan ole yhtä suurta vaikutusta kuin tuottovaatimuksen muutoksella. Kannattavuuslaskelmissa oletettiin, että kaikki ylijäämäsähkö voidaan myydä spot-hinnalla ja välityspalkkiolla vähennettynä (taulukko 14). Tulevaisuudessa aurinkosähköjärjestelmien lisääntyessä voi tietenkin tulla tilanne, ettei ylijäämäsähköstä makseta yhtä hyvää hintaa, tai sen syöttäminen verkkoon tiettyinä ajanhetkinä voi olla jopa kiellettyä. Tällöin suuri ylijäämän tuottaminen muuttuu entistäkin vähemmän kannattavaksi. Tämä on myös yksi syy, miksi järjestelmä kannattaa mitoittaa siten, ettei ylijäämää tuoteta huomattavan suuria määriä.

Järjestelmän ylläpitokustannukset on arvioitu prosenttiosuudeksi järjestelmän investointikustannuksista ja arviolle ei ole tilastopohjaista referenssiä. Ylläpitokustannukset kuitenkin pidetään samassa suhteessa kaikkien järjestelmien kannattavuuslaskelmissa, jolloin vaikutus kaikissa järjestelmissä on sama.

Kannattavuuslaskelmissa oletettiin invertterien vaihtoväliksi 15 vuotta ja niiden vaihtokustannukseksi 15% järjestelmän investointikustannuksista. Lisäksi akun vaihtoväliksi oletettiin 10 vuotta ja vaihtokustannus oli uuden akun hankintahinta. Invertterien ja akun vaihtokustannusten muuttamisella on pieni vaikutus kannattavuuteen.

6.4.1 Järjestelmän 2 kannattavuus

Kaikki kannattavuuslaskelmat tehtiin Excelillä. Simulointituloksista saatuja tuntikohtaisia omakäyttö- ja myytyä sähköenergiaa ja vuoden 2017 tuntikohtaista spot-hintaa verraten saatiin järjestelmän vuosittainen tuotto euroina. Järjestelmien pitoajaksi asetettiin 30 vuotta. Investointi-, ylläpito- ja vaihtokustannukset laskettiin yhteen käyttäen aiemmin mainittuja arvoja. Lisäksi taulukkoon lisättiin vuosituotanto sisältäen aurinkopaneelien tehonaleneman. Tehonalenema on otettu huomioon myös tuotannon arvossa. Näillä luvuilla saatiin laskettua taulukkomuodossa järjestelmän kassavirta, nettonykyarvo ja energian hinta (LCOE). Laskentataulukko esitetty kokonaisuudessaan kuvassa 43.

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo € (osto/myynti)	Investointi ja ylläpito €	Vaihtokustannukset invertteri €	Investointi, ylläpito, vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	Nettonykyarvo €	LCOE €/kWh
0			356400	0	356400	-356400,00		
1	391738	35462,94	1782	0	1782	33680,94	-308 878,96 €	0,91
2	389769	35638,48	1782	0	1782	33856,48	-279 632,46 €	0,46
3	387801	35814,89	1782	0	1782	34032,89	-251 633,51 €	0,31
4	385832	35992,18	1782	0	1782	34210,18	-224 828,94 €	0,23
5	383864	36170,34	1782	0	1782	34388,34	-199 167,83 €	0,19
6	381895	36349,38	1782	0	1782	34567,38	-174 601,44 €	0,16
7	379927	36529,31	1782	0	1782	34747,31	-151 083,09 €	0,14
8	377958	36710,13	1782	0	1782	34928,13	-128 568,11 €	0,12
9	375989	36891,85	1782	0	1782	35109,85	-107 013,71 €	0,11
10	374021	37074,46	1782	0	1782	35292,46	-86 378,93 €	0,10
11	372052	37257,98	1782	0	1782	35475,98	-66 624,58 €	0,09
12	370084	37442,41	1782	0	1782	35660,41	-47 713,11 €	0,08
13	368115	37627,75	1782	0	1782	35845,75	-29 608,57 €	0,08
14	366147	37814,01	1782	0	1782	36032,01	-12 276,56 €	0,07
15	364178	38001,18	1782	53460	55242	-17240,82	-20 174,77 €	0,08
16	362210	38189,29	1782	0	1782	36407,29	-4 290,39 €	0,07
17	360241	38378,33	1782	0	1782	36596,33	10 916,14 €	0,07
18	358273	38568,30	1782	0	1782	36786,30	25 473,73 €	0,07
19	356304	38759,21	1782	0	1782	36977,21	39 410,05 €	0,06
20	354336	38951,07	1782	0	1782	37169,07	52 751,60 €	0,06
21	352367	39143,88	1782	0	1782	37361,88	65 523,76 €	0,06
22	350399	39337,64	1782	0	1782	37555,64	77 750,79 €	0,06
23	348430	39532,36	1782	0	1782	37750,36	89 455,97 €	0,05
24	346462	39728,05	1782	0	1782	37946,05	100 661,54 €	0,05
25	344493	39924,70	1782	0	1782	38142,70	111 388,83 €	0,05
26	342524	40122,33	1782	0	1782	38340,33	121 658,22 €	0,05
27	340556	40320,93	1782	0	1782	38538,93	131 489,25 €	0,05
28	338587	40520,52	1782	0	1782	38738,52	140 900,64 €	0,04
29	336619	40721,10	1782	0	1782	38939,10	149 910,27 €	0,04
30	334650	40922,67	1782	0	1782	39140,67	158 535,28 €	0,04

Kuva 43: Järjestelmän 2 kannattavuuslaskelmat. Laskentakorkokanta 5%.

Järjestelmä 2 mitoitettiin siten, ettei suuria määriä sähköenergiaa myydä verkkoon. Oma-
käyttöasteeksi saatiin 93%. Kuvasta nähdään, että järjestelmän takaisinmaksuaika (5%
laskentakorkokannalla) on hieman yli 16 vuotta. Järjestelmän sisäinen korkokanta, eli se
kuinka suuren tuoton järjestelmäinvestoinnista saa 30 vuoden aikana, on 8,72%. Laskel-
mia tehdessä kävi ilmi, että tiukasti spot-hintaa seuraamalla sähköenergian hinta teho- ja
siirtomaksuineen sekä veroineen oli noin 8,9 snt/kWh, joka on edullinen. Sähköenergian
hintoja on tietenkin monenlaisia, mutta koska järjestelmän kanssa Lentokonetehtaan oma-
varaisuusaste on 22,7%, tällöin kannattaa hyödyntää mahdollisimman halpaa sähkösopi-
musta kokonaisuutta ajatellen. Korkeampi sähkön hinta toki parantaa järjestelmän kan-
nattavuutta, mutta tietenkin nostaa myös ostetun sähkön hintaa. Koska omavaraisuusaste
on reilusti alle 50%, kannattaa järjestelmien kannattavuus laskea tällöin halvalla spot-
hinnalla.

6.4.2 Järjestelmän 4 kannattavuus

Järjestelmä 4 oli suurempi kuin järjestelmä 2, ja siihen lisättiin akku energiavarastoksi.
Akkua käytettiin ainoastaan käyttömallilla 1, eli ylijäämäenergia varastoitui ja purettiin
aliyäämähetkellä. Järjestelmän 4 kannattavuuslaskelma taulukkona esitetty kuvassa 44.

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo € (osto/myynti)	Investointi ja ylläpito €	Vaihtokustannukset invertteri/akku €	Investointi, ylläpito, vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	Nettonykyarvo €	LCOE €/kWh
0			453600	240000	693600	-693600		
1	502894	44001	2268	0	2268	41733	-622 717,93 €	1,38
2	500367	44219	2268	0	2268	41951	-586 478,83 €	0,70
3	497840	44438	2268	0	2268	42170	-551 785,33 €	0,47
4	495313	44658	2268	0	2268	42390	-518 571,54 €	0,35
5	492785	44879	2268	0	2268	42611	-486 774,41 €	0,28
6	490258	45101	2268	0	2268	42833	-456 333,55 €	0,24
7	487731	45325	2268	0	2268	43057	-427 191,14 €	0,20
8	485204	45549	2268	0	2268	43281	-399 291,85 €	0,18
9	482677	45774	2268	0	2268	43506	-372 582,68 €	0,16
10	480150	46001	2268	240000	242268	-196267	-487 335,92 €	0,19
11	477623	46229	2268	0	2268	43961	-462 856,95 €	0,18
12	475096	46458	2268	0	2268	44190	-439 422,29 €	0,16
13	472569	46688	2268	0	2268	44420	-416 987,42 €	0,15
14	470042	46919	2268	0	2268	44651	-395 509,71 €	0,14
15	467514	47151	2268	68040	70308	-23157	-406 118,26 €	0,14
16	464987	47384	2268	0	2268	45116	-386 434,18 €	0,13
17	462460	47619	2268	0	2268	45351	-367 589,98 €	0,13
18	459933	47855	2268	0	2268	45587	-349 549,85 €	0,12
19	457406	48091	2268	0	2268	45823	-332 279,49 €	0,11
20	454879	48329	2268	240000	242268	-193939	-401 892,25 €	0,13
21	452352	48569	2268	0	2268	46301	-386 064,36 €	0,13
22	449825	48809	2268	0	2268	46541	-370 911,92 €	0,12
23	447298	49051	2268	0	2268	46783	-356 406,10 €	0,12
24	444770	49294	2268	0	2268	47026	-342 519,34 €	0,11
25	442243	49538	2268	0	2268	47270	-329 225,22 €	0,11
26	439716	49783	2268	0	2268	47515	-316 498,48 €	0,11
27	437189	50029	2268	0	2268	47761	-304 314,92 €	0,10
28	434662	50277	2268	0	2268	48009	-292 651,36 €	0,10
29	432135	50526	2268	0	2268	48258	-281 485,63 €	0,10
30	429608	50776	2268	0	2268	48508	-270 796,48 €	0,09

Kuva 44: Järjestelmän 4 kannattavuuslaskelmat. Laskentakorkokanta 5%.

Järjestelmä 4 mitoitettiin siten, että sen omakäyttöasteeksi tuli 94,2%. Vaikka akku lisäsi omakäyttöastetta, kuvasta huomataan, ettei sen tuoma säästö ole kannattava.

Kuten aikaisemmin on todettu, laskentakorkokannalla on suuri merkitys nettonykyarvoon. Laskennat on tehty laskentakorkokannalla 5%, mutta järjestelmälle 4 muodostuu 30 vuoden pitoajalla sisäiseksi korkokannaksi 0,92%. Tämä korkokanta on käytännössä hyvin pieni ja tulkitaan kannattamattomaksi sijoitukseksi.

6.4.3 Järjestelmän 5 kannattavuus

Järjestelmä 5 sisälsi saman akun kuin järjestelmä 4, mutta aurinkopaneelien määrää (huipputehoa) lisättiin noin 14%. Omakäyttöosuudeksi jäi 89,6%. Järjestelmän 4 kannattavuuslaskelma taulukkona esitetty kuvassa 45.

Vuosi	Tuotanto kWh	Tuotannon arvo € (osto/myynti)	Investointi ja ylläpito €	Vaihtokustannukset invertteri/akku €	Investointi, ylläpito, vaihtokustannukset yhteensä €	Kassavirta €	Nettonykyarvo €	LCOE €/kWh
0			528600	240000	768600	-768600		
1	586545	50112	2643	0	2643	47469	-688 943,90 €	1,31
2	583598	50360	2643	0	2643	47717	-647 723,82 €	0,66
3	580650	50610	2643	0	2643	47967	-608 261,51 €	0,44
4	577703	50860	2643	0	2643	48217	-570 482,07 €	0,33
5	574755	51112	2643	0	2643	48469	-534 313,78 €	0,27
6	571808	51365	2643	0	2643	48722	-499 687,99 €	0,23
7	568860	51619	2643	0	2643	48976	-466 538,95 €	0,19
8	565913	51875	2643	0	2643	49232	-434 803,74 €	0,17
9	562966	52132	2643	0	2643	49489	-404 422,08 €	0,15
10	560018	52390	2643	240000	242643	-190253	-515 659,32 €	0,18
11	557071	52649	2643	0	2643	50006	-487 814,17 €	0,16
12	554123	52910	2643	0	2643	50267	-461 156,76 €	0,15
13	551176	53171	2643	0	2643	50528	-435 636,48 €	0,14
14	548228	53435	2643	0	2643	50792	-411 204,85 €	0,13
15	545281	53699	2643	79290	81933	-28234	-424 139,12 €	0,13
16	542333	53965	2643	0	2643	51322	-401 747,54 €	0,13
17	539386	54232	2643	0	2643	51589	-380 311,22 €	0,12
18	536438	54500	2643	0	2643	51857	-359 789,45 €	0,11
19	533491	54770	2643	0	2643	52127	-340 143,23 €	0,11
20	530543	55041	2643	240000	242643	-187602	-407 481,39 €	0,12
21	527596	55314	2643	0	2643	52671	-389 475,87 €	0,12
22	524649	55588	2643	0	2643	52945	-372 238,62 €	0,11
23	521701	55863	2643	0	2643	53220	-355 736,86 €	0,11
24	518754	56139	2643	0	2643	53496	-339 939,25 €	0,10
25	515806	56417	2643	0	2643	53774	-324 815,75 €	0,10
26	512859	56696	2643	0	2643	54053	-310 337,62 €	0,10
27	509911	56977	2643	0	2643	54334	-296 477,33 €	0,09
28	506964	57259	2643	0	2643	54616	-283 208,53 €	0,09
29	504016	57543	2643	0	2643	54900	-270 506,00 €	0,09
30	501069	57827	2643	0	2643	55184	-258 345,59 €	0,09

Kuva 45: Järjestelmän 5 kannattavuuslaskelmat. Laskentakorkokanta 5%.

Myöskään järjestelmä 5 ei ole kannattava 5% laskentakorkokannalla. Kuitenkin kuvasta huomataan, että järjestelmän nettonykyarvo on viimeisenä vuonna parempi kuin järjestelmällä 4. Myös järjestelmän sisäinen korkokanta on hieman parempi 30 vuoden pitoajalla, eli noin 1,56%. Tämä korkokanta on myös hyvin alhainen, mutta ei välttämättä tuota tappiota sijoittajalle.

6.5 Yhteenveto järjestelmien kannattavuudesta

Laskentatulosten perusteella selvästi nähdään, että akullisissa järjestelmissä omakäyttöosuuden maksimointi ei välttämättä tuota kannattavinta järjestelmää. Tässä tapauksessa omakäyttöasteen alentaminen 4,6%-yksiköllä nosti järjestelmän kannattavuutta 0,64%-yksikköä. Suuri vaikutus kannattavuuteen on siinä, kuinka paljon akun kapasiteettia hyödynnetään vuoden aikana. Järjestelmässä 4 syklejä oli 97 kappaletta, järjestelmässä 5 131 kappaletta. Tämä tarkoittaa siis sitä, että akullisissa järjestelmissä ylijäämää on tuotettava jonkin verran, että akku voi toimia tehokkaasti. Tästä voidaan myös päätellä, että järjestelmää ei kannata alimitoitaa kiinteistön sähköenergiantarpeeseen suhteutettuna, koska silloin ylijäämää ei pystytä tuottamaan.

Laskentaa tehdessä myös ilmeni, että vaikkei järjestelmä 5 saisi verkkoon siirretystä sähköstä ollenkaan hyvitystä, järjestelmän sisäinen korkokanta olisi silti nimellisesti parempi (1,14%) kuin järjestelmässä 4, joka edelleen saa hyvityksen verkkoon siirretystä sähköstä.

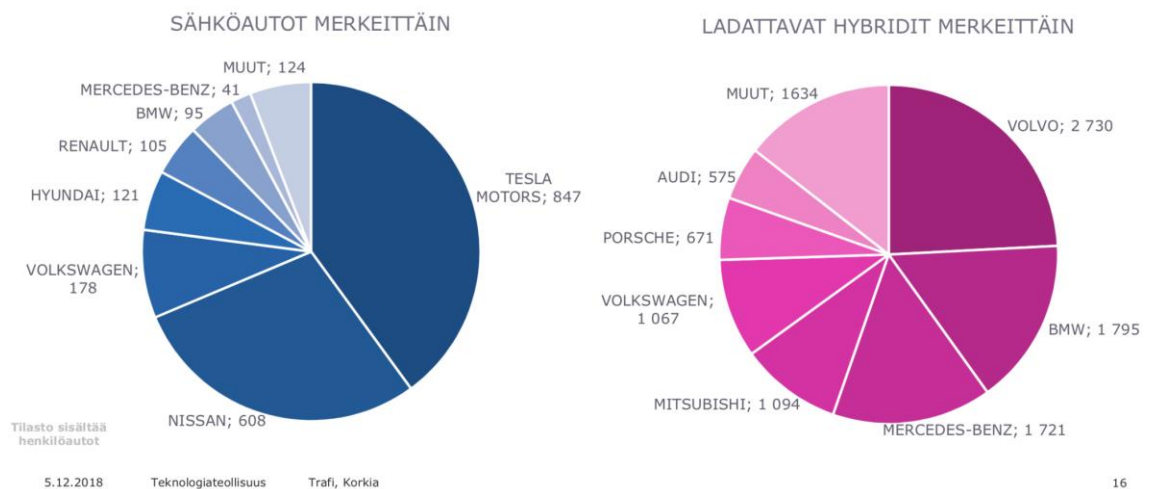
Omakäyttöosuuden pieneminen alle 85%:n kuitenkin havaittiin vaikuttavan jo heikentävästi kannattavuuteen ja lisäksi tällöin ollaan riippuvaisia mahdollisuudesta syöttää ylijäämä verkkoon ja saada siitä hyvitys.

Laskennassa käytettiin vuoden 2017 sähkön tuntikohtaisia spot-hintoja. Sähkön spot-hinta on luonnollisesti keskiarvollisesti halvin hinta ostaa sähköä, vaikka hintaan lisättäisiin kiinteä välityspalkkio. Halpa sähkön hinta huonontaa järjestelmän kannattavuutta, mutta koska järjestelmät nostavat omavaraisuusasteen keskimäärin 30% tasolle, halvin sähkön hinta on tietysti järkevin. Sähkön hinnalla on selvästi suurin merkitys järjestelmän kannattavuuteen.

Koska nykyinen tehotariffi mitataan vuoden kahden suurimman tehopiikin keskiarvona, akun käyttäminen huipputehon leikkaukseen ei ole kannattavaa. Tehotariffi on lisäksi tässä tapauksessa pieni sekä sen määräytyminen on lineaarinen joten vuosittaiset säästöt jäisivät hyvin pieneksi. Huipputehon leikkauksessa tuotetussa hyödyssä on lisäksi huomioitava akun hyötysuhde.

7. SÄHKÖAUTOJEN LATAUKSEN VAIKUTUS SÄHKÖVERKKOON

Suomessa on tapahtumassa sähköisen liikkumisen murroskohta. Henkilöautoista ensirekisteröityjen sähköautojen (eng. electric vehicle, EV) ja ladattavien hybridautojen (eng. plug-in hybrid electric vehicle, PHEV) osuus on karkeasti ottaen kaksinkertaistunut joka vuosi vuodesta 2012 lähtien. Tällä hetkellä täyssähköautoja ja ladattavia hybridejä oli liikenteessä vuoden 2018 kolmanteen kvartaaliin mennessä yli 13 000 kappaletta ja määrän oletetaan ylittävän 20 000 kappaletta vuoden 2019 alkupuolella. Vaikka kasvu on nopeaa, määrä koko autokannasta on toistaiseksi vielä alle 0,5%. Ladattavien hybridien osuus koko sähköautokannasta on 84%. Kuvassa 46 on lueteltu suosituimmat automerkit ja niiden määrät liikenteessä. (Karsimus, 2018) (Autoalan tiedotuskeskus, 2018)

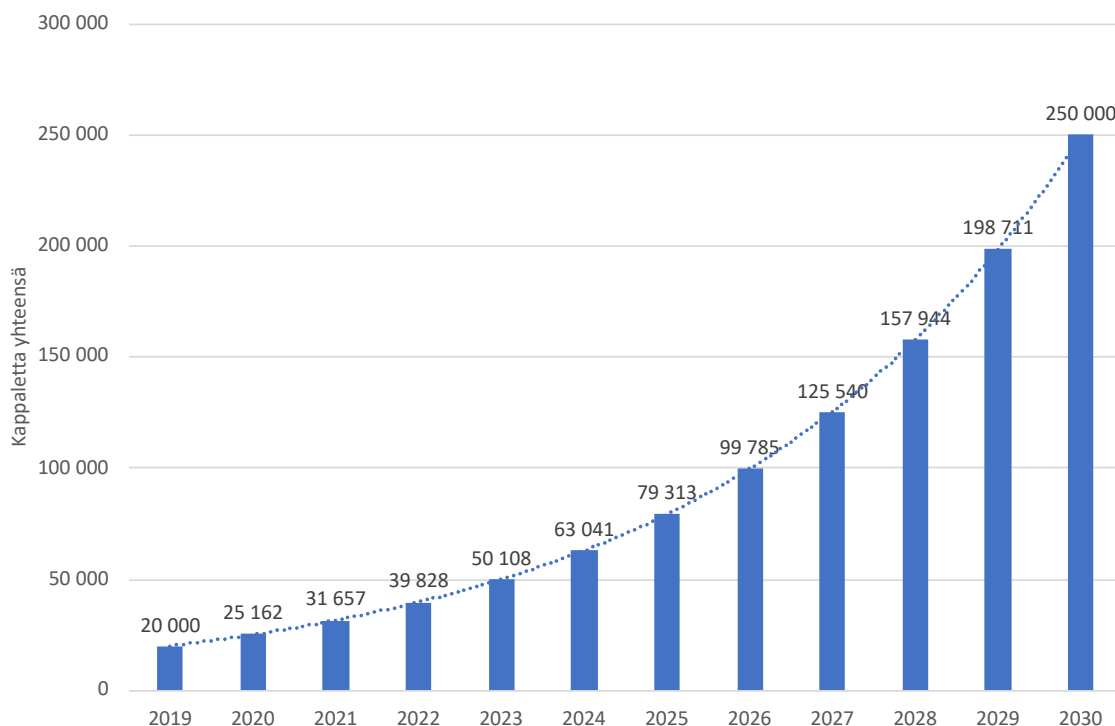


Kuva 46: Sähkö- ja hybridautojen merkkien suosio ja määrät liikenteessä vuoden 2018 kolmanteen kvartaaliin mennessä. (Karsimus, 2018)

Lentokonetehtaan autohalli käsittää suuren osan lähialueen asukkaiden pysäköinnistä. Lentokonetehtaaseen suunnitellut 702 autohallipaikkaa tullaan varustamaan tulevaisuutta ajatellen sähkö- ja hybridauton lataukseen soveltuvalla pistorasialla.

7.1 Energiantarpeeseen varautuminen

Suomen sähkö- ja hybridautokannan kasvutavoite on liikenteessä yhteensä 250 000 vuoteen 2030 mennessä. Tämä tarkoittaisi vuodessa noin 26 % kasvua ja vuonna 2030 keskimäärin joka kymmenes auto olisi sähkö- tai hybridi. Kuvassa 47 on havainnollistettu arvioitu vuosittainen kasvu.



Kuva 47: Sähkö- ja hybridautojen määrä liikenteessä vuosittain, ennuste. Kasvu on vuodessa noin 26%.

Kasvu on kuitenkin ollut keskimäärin 100 % vuodessa muutaman viimeisen vuoden ajalta, joten sähkö- ja hybridautojen suosio on merkittävästi kasvussa. Ennusteen perusteella voidaan sanoa, että on järkevää varautua näiden autojen energiankulutukseen jo rakentamisen aloitusvaiheessa. Lisäksi Lentokonetehtaan sijainti mahdollisesti vaikuttaa autojen määrän lisääntymiseen, sillä Pirkanmaalla on huomattavan paljon jo nyt sähkö- ja hybridautoja suhteessa väkilukuun (verrattuna muihin maakuntiin). Suhteessa enemmän on ainoastaan Uudellamaalla ja Varsinais-Suomessa. (Karsimus, 2018)

Suomalainen ajaa autolla keskimäärin 18 000 kilometriä vuodessa. Sähkö- tai hybridauto kuluttaa sähköenergiaa keskimäärin 20 kWh/100 km. Vuorokaudessa tämä tarkoittaa siis 9,9 kWh:n energiaa. Nykyisissä sähköautoissa ja jopa useimmissa hybridautoissa akun energiakapasiteetti on riittävä vuorokauden ajosuoritteeseen, joten voidaan olettaa energiantarpeen olevan täysin ajosuoritteen mukainen. (Orrberg, 2017) (Motiva, 2018)

Tavallisesta Schuko-pistorasiasta ei ole suositeltavaa ottaa yhtäjaksoisesti suurempaa kuin 8 ampeerin virtaa, tämä on määritetty standardissa SFS-EN 62752. Sähkö- ja hybridautojen lataukseen on olemassa lataustavan 3 mukaisia pistorasioita, näistä yleisin tyyppi on 2 ”Mennekes”-pistorasia. Tällaisen pistorasian virtarajoitus on 16 ampeeria 230 voltin jännitteellä (1-vaiheinen) tai 32 ampeeria 400 voltin jännitteellä (3-vaiheinen). Taulukossa 16 ilmoitettu latausajat keskimääräiselle ajosuoritteelle erilaisilla lataustehoilla. (SESKO, 2018)

Taulukko 16: Päivittäisen ajosuorituksen latausaika tyypillisillä hitaaseen ja normaaliin sähkö- ja hybridauton lataukseen tarkoitetuilla pistorasioilla. (Motiva, 2018)

Pistoketyyppi ja nimitys	latausteho	9,9 kWh latausaika
Schuko 230 V 16 A Lataustapa 2 ”hidas lataus” (kotitalous, standardi SFS 6510)	1,8 kW (230 V 8 A)	6 tuntia
IEC 62196-2 Lataustapa 3 ”normaali ja puolino- pea lataus” (pistokkeen tyyppi 1 tai tyyppi 2, Mennekes)	3,6 kW (230 V 16 A) 22 kW (400 V 32 A) (myös muita tehoja)	3 tuntia 0,5 tuntia

Mikäli autoa ladataan yön yli, latausaika jopa tavallisella kotitalouspistokkeen hitaalla latauksella riittää vuorokauden ajomäärälle erinomaisesti. Lentokonetehtaan parkkipaikkojen ”lämmitystolpat” vaihdetaan hitaaseen lataukseen soveltuvilla latausasemilla, jotka latausteholtaan vastaavat vähintään kotitalouspistoketta. Latausaseman vähimmäisvaatimukset ovat:

- Lämmönhallinta
- Vikavirtasuoja
- Käytetyn energian mittaus (käyttäjän laskutus energian perusteella)
- Käyttäjän tunnistus
 - Käyttäjänhallinta
- Tehonhallinta
 - Lataustapahtuman ajastus
 - Latauspistekohtainen ohjaus
 - Etähallinta ja -seuranta
- Mekaaninen kestävyys (myös pakkaskestävyys)

Teknisesti nämä kaikki vaatimukset voidaan toteuttaa jo nykyisillä kaupallisilla järjestelmissä. Olemassa on myös palveluntarjoajia, jotka voivat toteuttaa käyttäjätietojen hallinnan ja käyttäjän tunnistuksen. (Parkkisähkö Oy, 2018) (IGL-Technologies Oy, 2018) (Plugit Finland oy, 2019)

7.2 Latauksen ajoittuminen

Muutaman sähkö- tai hybridauton akun lataaminen ei vaikuta Lentokonetehtaan kokonaisenergiankulutukseen juurikaan, mutta tilanne on toinen, kun autoja on esimerkiksi kymmenesosa kaikista autoista. Haasteen aurinkosähköjärjestelmän sekä sähköautojen latauksen välille luo se, että autoja ladataan poikkeuksetta aina illalla ja yöllä, silloin kun

järjestelmä ei tuota sähköenergiaa. Tilanne on eri julkisissa rakennuksissa kuten työpaikoilla ja kauppakeskuksissa, joissa käydään pääsääntöisesti päiväsaikaan. Paras tilanne aurinkosähkön hyödyntämiselle tulee silloin, kun autot ovat päiväsaikaan pitkään samassa paikassa, esimerkiksi työpaikat. Tällöin kuitenkin huipputehon kasvaminen muuttuu ongelmalliseksi, sillä julkisrakennuksissa suurin teho muutenkin ajoittuu päiväsaikalle. Huipputehon lisääntyminen vaikuttaa erityisesti sähkönjakelujärjestelmiin sekä tulevaisuudessa tehotariffipainotteiseen sähkönsiirtoon.

Lentokonetehtaassa autojen lataus ajoittuu ilta- ja yötunneille, jolloin Lentokonetehtaan oma energiankulutus on laskenut päivän huipputehosta (kuva 30). Seuraavassa kappaleessa simuloidaan erilaisilla tilanteilla, nostaako sähköauton lataus Lentokonetehtaan huipputehoa siitä huolimatta, että lataus ajoittuu huipputehotuntien ulkopuolelle.

7.3 Simuloidut tilanteet

Sähköautojen latauksen vaikutusta lähdettiin havainnollistamaan luomalla kolme erilaista tilannetta. Simulointeihin valittiin 80 autoa, jotka on jaettu 10 auton ryhmiin (ryhmä 1. – ryhmä 8.). Jokaiselle ryhmälle asetettiin oma saapumis- ja lähtemisaika. Kaikkiin autoihin ladataan 9,9 kWh sähköenergiaa ja lataus aloitetaan heti, kun auto on saapunut paikalle. Kaikissa tilanteissa käytössä on aurinkosähkölajitelma 5. Simuloitujen tilanteiden ero on, että latausasemien ja autojen ottamaa lataustehoa muutetaan. Autot käyttäytyvät kytkettynä kuten muukin Lentokonetehtaan kuorma, mutta autojen lataus kuitenkin priorisoidaan ensisijaiseksi kuormaksi aurinkosähkön käyttöön.

7.3.1 Tilanne 1

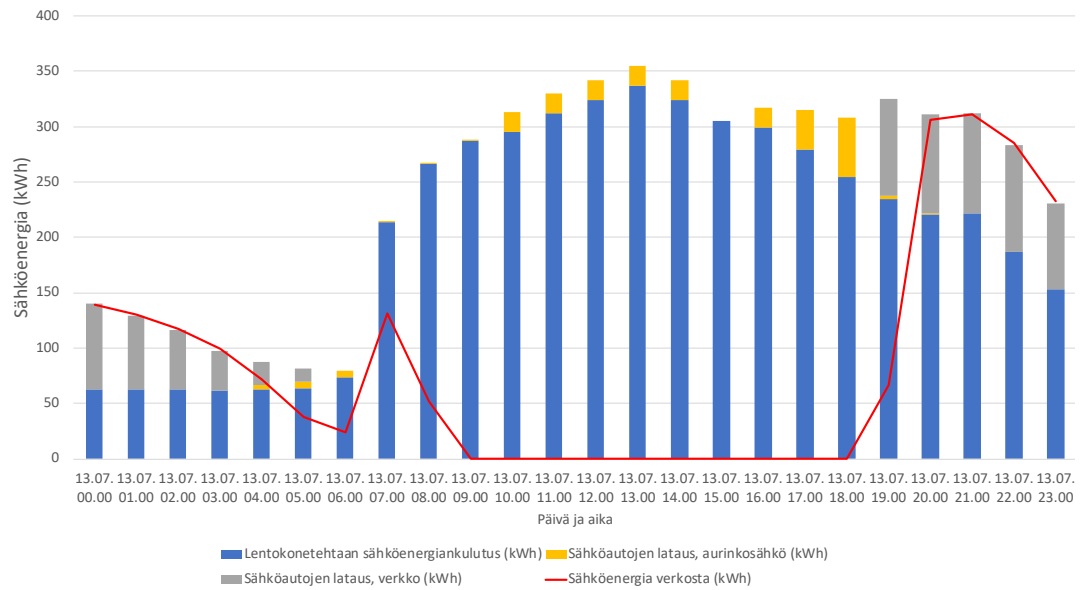
Ensimmäisessä tilanteessa jokainen auto latautuu 1,8 kW:n teholla. Kuvassa 48 on esitetty autojen paikallaoloajat. Värillinen ruutu tarkoittaa sitä, että ryhmän 10 autoa on paikalla ja latauksessa.

	ryhmä 1.	ryhmä 2.	ryhmä 3.	ryhmä 4.	ryhmä 5.	ryhmä 6.	ryhmä 7.	ryhmä 8.
0:00								
1:00								
2:00								
3:00								
4:00								
5:00								
6:00								
7:00								
8:00								
9:00								
10:00								
11:00								
12:00								
13:00								
14:00								
15:00								
16:00								
17:00								
18:00								
19:00								
20:00								
21:00								
22:00								
23:00								

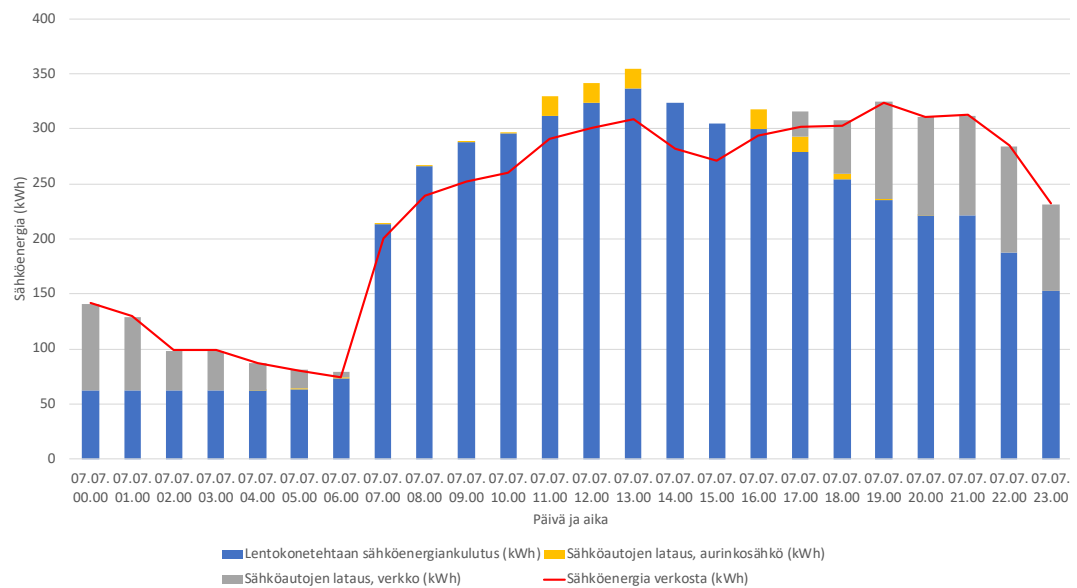
Paikalla, 1,8 kW

Kuva 48: Ensimmäisen tilanteen autoryhmien paikallaoloajat ja lataustehot. Kaikki autot ottavat tehon 1,8 kW (normaali pistorasia, lataustapa 2).

Autoryhmät saapuvat hieman eri aikaan paikalle, joka aiheuttaa lataustehon portaittaista kasvua. Kuvissa 49 ja 50 on esitetty, miten autojen latausteho on verrannollinen Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen. Päivät on valittu sillä perusteella, että ne ovat aurinkosähköjärjestelmän kannalta ihanteellisin ja huonoin vaihtoehto. Näinä kyseisinä päivinä Lentokonetehtas myös saavuttaa huipputehon 336,6 kW. Ihanteellisimmassa vaihtoehdossa järjestelmä kattaa suurimman osan Lentokonetehtaan energiankulutuksesta, huonoimmassa järjestelmä ei lähes mitään. Lentokonetehtaan verkosta ottama sähköenergia on myös määritetty kuvaan.



Kuva 49: Sähköautojen latauksen energiankulutuksen suhde Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia huomioiden. Tilanne 1, 13. heinäkuuta, ihanteellinen päivä.



Kuva 50: Sähköautojen latauksen energiankulutuksen suhde Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia huomioiden. Tilanne 1, 7. heinäkuuta, huono päivä.

Kuvissa esiintyy kello 13:00 – 14:00 suurin kulutettu energia (teho) 336,6 kWh (336,6 kW), joka vastaa Lentokonetehtaan todellista huipputehoa. Tilanteessa 1 sähköautojen lataus ei nosta yhdessä Lentokonetehtaan kanssa kulutettua tehoa tätä korkeammaksi.

7.3.2 Tilanne 2

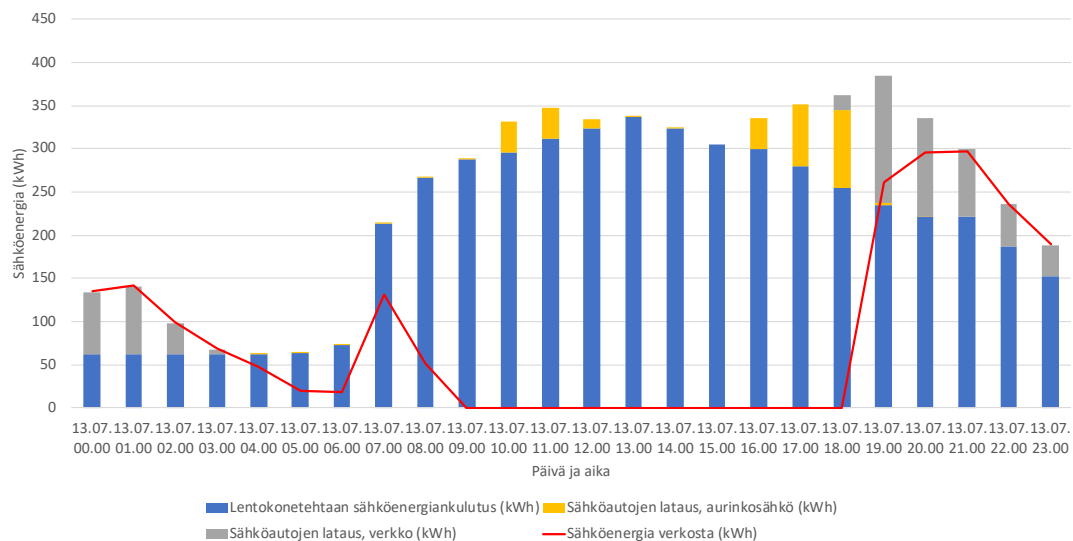
Toisessa tilanteessa jokainen auto latautuu 3,6 kW:n teholla. Kuvassa 51 on esitetty autojen paikallaoloajat.

	ryhmä 1.	ryhmä 2.	ryhmä 3.	ryhmä 4.	ryhmä 5.	ryhmä 6.	ryhmä 7.	ryhmä 8.
0:00								
1:00								
2:00								
3:00								
4:00								
5:00								
6:00								
7:00								
8:00								
9:00								
10:00								
11:00								
12:00								
13:00								
14:00								
15:00								
16:00								
17:00								
18:00								
19:00								
20:00								
21:00								
22:00								
23:00								

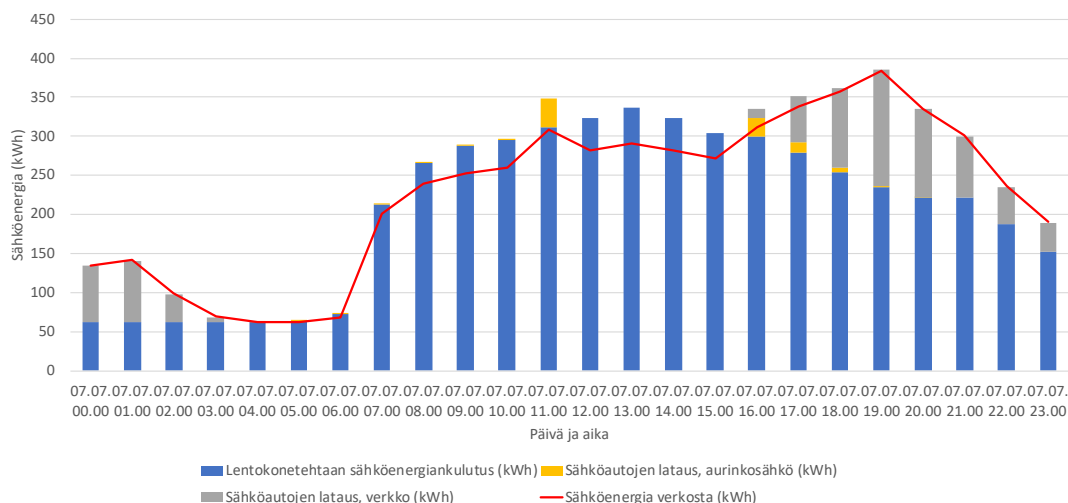
Paikalla, 3,6 kW

Kuva 51: Toisen tilanteen autoryhmien paikallaoloajat ja lataustehot. Kaikki autot ottavat tehon 3,6 kW (Sähköautolle tarkoitettu pistorasia Mennekes, lataustapa 3)

Koska kaikkien autojen latausteho kaksinkertaistetaan, tilanne muuttuu oleellisesti edellisestä. Kuvassa 52 ja 53 on samat päivät (ihanteellinen ja huono) kuin tilanteessa 1.



Kuva 52: Sähköautojen latauksen energiankulutuksen suhde Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia huomioiden. Tilanne 2, 13. heinäkuuta, ihanteellinen päivä.



Kuva 53: Sähköautojen latauksen energiankulutuksen suhde Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia huomioiden. Tilanne 2, 7. heinäkuuta, huono päivä.

Kuvista huomataan, että suuremmalla latausteholla Lentokonetehtaan huipputeho ylitetään iltapäivällä reilusti (saavuttaen 383,3 kW aikavälillä 19:00 – 20:00). Lisäksi huomataan, että autojen lataaminen loppuu yöllä oleellisesti aikaisemmin kuin tilanteessa 1. Päivällä paikalla olevat autot voidaan ladata aurinkosähköllä huonossakin tilanteessa, jolloin ne eivät nosta Lentokonetehtaan huipputehoa.

7.3.3 Tilanne 3

Kolmannessa tilanteessa osa ryhmistä latautuu 1,8 kW:n teholla, osa 3,6 kW:n teholla. Lisäksi paikalla on suuren akkukapasiteetin auto, jota ladataan 22 kW:n teholla päivällä. Tämä kuvaa tilannetta, jossa yhdelle autopaikalle on asennettu puolinopea latauspistoke, tai esimerkiksi yhteiskäyttöpistoke. Tilanteen 3 paikallaolijat esitetty kuvassa 54.

	ryhmä 1.	ryhmä 2.	ryhmä 3.	ryhmä 4.	ryhmä 5.	ryhmä 6.	ryhmä 7.	ryhmä 8.	1 auto, 80 kWh
0:00									
1:00									
2:00									
3:00									
4:00									
5:00									
6:00									
7:00									
8:00									
9:00									
10:00									
11:00									
12:00									
13:00									
14:00									
15:00									
16:00									
17:00									
18:00									
19:00									
20:00									
21:00									
22:00									
23:00									

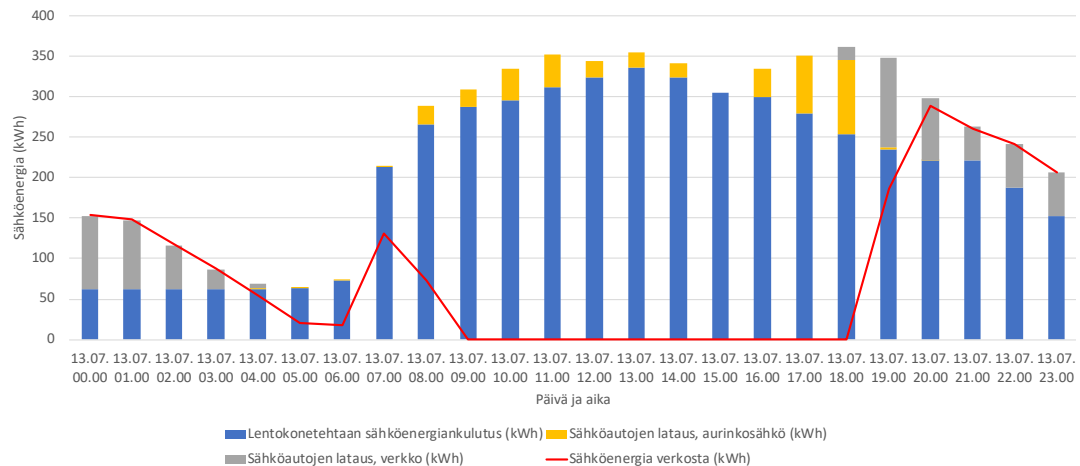
Paikalla, 1,8 kW

Paikalla, 3,6 kW

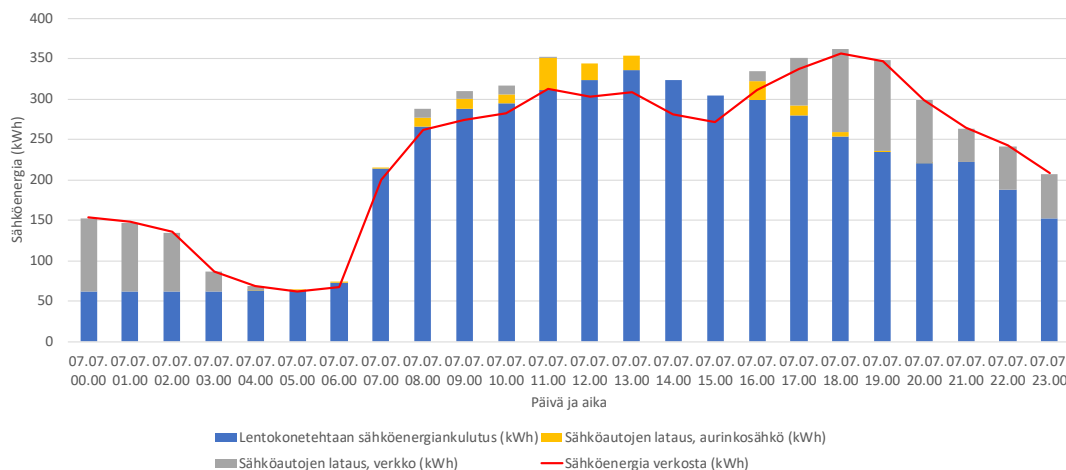
Paikalla, 22 kW

Kuva 54: Kolmannen tilanteen autoryhmien paikallaoloajat ja lataustehot. Osa autoista ottavat tehon 3,6 kW, osa 1,8 kW. Lisäksi yksi auto, jossa on suuren kapasiteetin akku, ottaa päivällä 22 kW:n tehon puolinopeasta pistokkeesta.

Koska osa autoista käyttää hidasta 1,8 kW:n tehoa lataukseen, tilanne muuttuu edellisestä huomattavasti. Kuvissa 55 ja 56 esitetty ihanteellisen ja huonon päivän energiankulutukset. Myös tässä päivät ovat samat kuin edellisissä tilanteissa.



Kuva 55: Sähköautojen latauksen energiankulutuksen suhde Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia huomioiden. Tilanne 3, 13. heinäkuuta, ihanteellinen päivä.



Kuva 56: Sähköautojen latauksen energiankulutuksen suhde Lentokonetehtaan omaan energiankulutukseen aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia huomioiden. Tilanne 3, 7. heinäkuuta, huono päivä.

Kuten kuvista huomataan, illan huipputeho ei ole yhtä suuri kuin edellisessä tilanteessa. Puolinopeaa latausta käyttävä auto saa huononakin päivänä lähes kaiken energian aurinkosähköjärjestelmästä. Illalla huipputeho on kuitenkin korkeampi kuin Lentokonetehtaan oma teho (saavuttaen 356,7 kW aikavälillä 19:00 – 20:00).

7.4 Yhteenveto tilanteista

Simuloinnit tehtiin 80 autolla. Lentokonetehtaassa tulee olemaan 702 autopaikkaa, joten simuloinneissa on oletettu autokannasta noin 11% koostuvan sähkö- ja hybridiautoista. Ainoastaan tilanteessa 1 vältyttiin ylittämästä Lentokonetehtaan omaa huipputehoa, koska kaikkien autojen ottama latausteho rajoitettiin 1,8 kW:iin. Mikäli autoryhmien lataustehoa nostettiin, huipputehon ylitys esiintyi aikavälillä 19:00 – 20:00. Vaikka autoja oli latauksessa päivällä (myös keskinopealla pistokkeella latautuva auto tilanteessa 3), huipputehoa ei ylitetty. Tilanteissa ei simuloitu enempää autoja päiväsaikaan latautuvaksi, koska Lentokonetehtaan paikat ovat pääsääntöisesti lähialueen asukkaiden käytössä.

Tilanteista huomattiin, että vaikka suurin osa autoista on vielä aamuyöllä paikalla, lataus on pääsääntöisesti loppunut. Tämä johtui siitä, että simuloinneissa oletettiin autojen olevan pääasiassa hybrideitä ja lataavan akkuja päivän ajosuoritteen verran. Yöllä ja aikaisin aamulla energiankulutus oli kuitenkin huomattavasti pienempää, jolloin latausta voisi painottaa sinne sen sijaan, että lataus alkaisi heti iltapäivällä tai illalla auton saavuttua paikalle.

Autot mielletään samalla tavalla kuormaksi, kuin muukin energiankulutus. Tämä tarkoittaa sitä, ettei ole järjestelmän kannattavuuden puolesta väliä, mihin aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähköenergia kohdistetaan. Ainoa ongelmakohta on huipputehon kasvaminen, joka vaikuttaa kiinteistön sähkönjakelujärjestelmien mitoittamiseen ja mahdollisesti

tulevaisuudessa sähköverkkoyhtiön laskuttamiin tehotariffeihin. Simuloinneissa oletettiin autoja olevan reilu kymmenesosa autokannasta ja silti hitaalla latauksella Lentokonetehtaan huipputeho kasvoi korkeammaksi. Vaikka sähköautojen ja ladattavien hybridien lisääntymistä on mahdotonta ennustaa tarkasti, on hyvin todennäköistä, että autokannasta ainakin reilu kymmenesosa tulee olemaan ladattavia autoja Lentokonetehtaan olemassaolon aikana.

8. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä selvitettiin Lentokonetehtaan sekä korttelissa sijaitsevan neljän kerrostalon kiinteistötekniikan sähköenergiankulutus. Kuukausittaiset arviot tehtiin tietokonemallinnuksella käyttäen rakennusmääräyskokoelmien ohjeita energiankulutuksen arviointiin. Tämän jälkeen energiankulutus vielä arvioitiin tarkemmin tuntikohtaisesti.

Kun energiankulutus tiedettiin, lähdettiin simuloimaan erilaisia aurinkosähköjärjestelmiä. Järjestelmien välillä tehtiin muutoksia järjestelmän huipputehossa ja kiinteistöakun kapasiteetissa, energiankulutus, järjestelmien komponentit ja asennustavat pidettiin vakiona. Järjestelmien simulointitulosten välillä vertailtiin vuositulon, omakäyttöosuuden, omavaraisuuden sekä akun syklimäärän muutosta. Tämän jälkeen tehtiin kannattavuuslaskelmia järjestelmille käyttämällä samoihin parametreihin perustuvia kustannuksia ja olettamalla varovaisesti esimerkiksi sähkönn hinnan nousu, järjestelmän vuositulon luonnollinen heikentyminen, komponenttien uusintakustannukset sekä hoitomenot. Kannattavuuslaskelmat tehtiin sähkönn hinnan kannalta järjestelmille huonoimmalla, eli tuntikohtaisella spot-hinnalla (sähköyhtiön katteet mukaan lukien). Tähän oli syynä se, että spot-hinta on yleisesti halvin mahdollinen sähkönn hinta ja jos järjestelmä on kannattava sillä, se on varmasti kannattava myös kalliimmilla sähkönn hinnoilla. Järjestelmät kuitenkin nostivat omavaraisuutta keskimäärin noin 20–30%:n tasolle, joten halvin sähkönn hinta on yleisesti katsoen tietenkin paras. Kannattavuuslaskelmissa todettiin, että realistisella järjestelmähinnoittelulla ja energiatuki (25% laitekustannuksista) huomioiden järjestelmät, jotka eivät sisällä kiinteistöakkua, ovat kannattavia ja riskittömiä sijoituksia.

Järjestelmät, jotka sisälsivät kiinteistöakun, käyttivät akkua perinteisellä käyttötavalla, eli aurinkosähköä varastoidaan akkuun ja akkua puretaan silloin, kun energiaa tuotetaan vähemmän kuin käytetään. Akkua ei käytetty (tarkoituksenmukaisesti) huipputehon leikkaukseen tai tehonsiirtoon sähkönn hinnan muuttuessa. Nämä ovat mahdollisia käyttökohteita akulle kausina, jolloin aurinkosähköä ei tuoteta. Havaittiin kuitenkin, ettei ainakaan nykyiset tehotariffipohjaiset hinnoittelut anna mahdollisuuksia lisätä kannattavuutta, sillä laskutettava huipputeho mitataan lineaarisesti ja laskutetaan vuosittaisen korkeimman tehopiikin mukaan. Mikäli tehotariffit muuttuvat tulevaisuudessa lyhyempään tarkasteluväliin ja laskutus progressiiviseksi tai eksponentiaaliseksi, huipputehon leikkauksesta akulla saattaa olla rahallista hyötyä. Akullisten järjestelmien kannattavuus oli oletetun mukaisesti heikko, mutta yllättävä tulos oli, että järjestelmien sisäinen korkokanta oli positiivinen pitoajan puiteissa (30 vuotta, osien uusiminen mukaan lukien, sisäinen korkokanta 1–1,5%). Lisäksi yllättävä tulos oli, että akullisen järjestelmän kannattavuus parani silloin, kun sähköä tuotettiin hieman ylijäämää. Tähän syynä oli se, että akun vuosittainen syklien määrä kasvoi huomattavasti ja aurinkosähköjärjestelmän huipputehon lisääminen ei ollut kyseisellä omakäyttöasteen alueella kriittistä, eli omakäyttöprosentin pitäminen

korkeana rajoitti järjestelmän ja akun tehokasta toimintaa. Mikäli järjestelmän huipputeho lisättiin edelleen, tietyssä pisteessä kannattavuus alkoi luonnollisesti heikentyä. Kannattavuuslaskelmissa ei lähdetty olettamaan komponenttien halpenemista, mutta esimerkiksi kiinteistöakkujen oletetaan halpenevan huomattavasti seuraavan kymmenen vuoden aikana.

Työn aikana pyrittiin etsimään mahdollisia skaalautuvia tekijöitä aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa. Havaittiin, että järjestelmän mitoitus on hyvin tapauskohtaista, eikä mitoitukselle voida luoda helppoa kaavaa tai ”nyrkkisääntöä”, mikäli halutaan päästä tietyllä tarkkuudella. Havaittiin kuitenkin, ettei ylijäämän syntyminen ole niin kriittistä kannattavuudelle, kuin oletettiin. Akullisissa järjestelmissä ylijäämän syntyminen on jopa toivottavaa tehokkaan toiminnan kannalta. Akuttomissa järjestelmissä kiinteistön energiankulutuksen kasvaminen ei siis heikennä järjestelmän kannattavuutta, mutta akullisissa heikentää. Mitoituksessa on siis huolehdittava siitä, ettei energiankulutusta arvioida liian pieneksi, ettei järjestelmää suunnitella alusta asti liian pieneksi. Ylijäämän tuottamisessa kannattaa kuitenkin varautua siihen, että sitä koskevat lait ja säädökset muuttuvat nopeasti aurinkosähköjärjestelmien yleistyessä. Lisäksi mitoitukset on tehty Lentokonetehtaan energiankulutukseen, joka oli hyvin soveltuva aurinkosähköjärjestelmälle (suurimmat huiput päivällä, yöllä suhteellisen pieni energiankulutus, kesällä suurempi energiankulutus kuin talvella jäähdytyksen takia). Mikäli kiinteistön energiankulutus painottuisi vahvasti iltaan, järjestelmä ei nostaisi kiinteistön omavaraisuutta yhtä korkeaksi kuin simuloituissa tapauksissa. Muissa kohteissa akun ja aurinkosähköjärjestelmän optimaaliset koot ovat luultavasti erilaisia.

Työssä arvioitiin myös sähköautojen latauksen vaikutusta Lentokonetehtaan sähköenergian kulutukseen. Simulointiin valittiin tietty akullinen aurinkosähköjärjestelmä ja luotiin erilaisia tilanteita, joissa autojen lataustehoa muutettiin. Havaittiin, että jo hitaalla latauksella tietyllä automäärällä (3,6 kW, 11% autokannasta ladattavia) Lentokonetehtaan normaali tehohuippu ylitettiin ja ongelma-ajankohta oli tilanteista riippumatta aina illalla noin kello 19:00 – 20:00. Edes päivinä, jolloin aurinkosähkön tuotantoa oli paljon, sähköautojen lataukseen tarvittavaa energiaa ei saatu aurinkosähköjärjestelmästä, koska kuorma kohdistuu ajanjaksolle, kun aurinkosähköjärjestelmä ei enää tuota energiaa. Sen sijaan, että aurinkosähköjärjestelmä mitoitettaisiin siihen, että autojen lataus tehtäisiin aurinkosähköjärjestelmän akulla, on kannattavampaa käyttää autojen latauksessa kuormanohjausta ja painottaa sillä latauksen ajoittumista aamuyöhön, koska silloin Lentokonetehtaan oma energiankulutus on pieni. Ladattavia autoja käsitellään kuten tavallista kuormaa, mutta vaihtelua on paljon, joten aurinkosähköjärjestelmän mitoitus olisi huomattavasti hankalampaa ja kannattavuus näin epävarmempi.

Järjestelmän perustamiseen liittyy riskejä. Vakavimpia seuraamuksia on suuremmalla toteutuneella järjestelmän hinnalla, odotettua suuremmilla ylläpitokustannuksilla ja mah-

dollisilla sähkön pientuotantoon liittyvillä lakimuutoksilla. Perustamis- ja ylläpitokustannuksiin liittyvät riskit vaikuttavat suoraan järjestelmän kannattavuuteen ja esimerkiksi verovelvollisuuteen liittyvät muutokset voivat vaikuttaa kannattavuuteen paljonkin.

Pienempinä, mutta todennäköisempinä riskeinä ovat esimerkiksi energiankulutuksen suuri muuttuminen järjestelmän rakentamisen jälkeen tai energiankulutuksen väärin arvioiminen (järjestelmän mitoitus väärin). Kuten aiemmin todettiin, akullisen järjestelmän kannattavuus heikkenee, mikäli akkua ei pystytä käyttämään tehokkaasti. Lisäksi riskeihin voidaan lisätä laitteiden vikaantuminen, mutta yleensä valmistajat antavat takuun laitteille. Korjaus- ja vaihtokustannukset kuitenkin eivät yleensä kuulu takuun piiriin.

Toisaalta järjestelmän perustamisen tuomat hyödyt ovat energiaomavaraisuus, korttelin ja kiinteistön energiatehokkuuden sekä ekologisuuden kasvaminen. Järjestelmä myös antaa suojaa sähkön hinnan nousulta sekä auttaa säästämään tehopohjaisilta tariffeilta, mikäli niihin tulee lähitulevaisuudessa muutoksia. Huolellisella järjestelmän perustamisen suunnittelulla ja nämä seikat huomioon ottaen järjestelmä on riskeiltään turvallinen sijoitus, joka nostaa kiinteistön arvoa ja tuottaa energiaa puhtaasti.

LÄHDELUETTELO

Allforeenergy, 2018. *All For Energy*. [Online]

Saatavissa: <http://www.allforeenergy.com/product2.html>

[Viitattu 11 10 2018].

Andersson, J., 2017. *Lifetime estimation of lithium-ion batteries for stationary energy storage systems*, Tukholma: Vattenfall R&D.

Aurinkoteknillinen yhdistys ry, 2018. *Aurinko-opas 1: Auringon perustiedot*. [Online]

Saatavissa: http://www.aurinkoteknillinenyhdistys.fi/?page_id=148

[Viitattu 9 10 2018].

Autoalan tiedotuskeskus, 2018. *Ajoneuvokannan kehitys*. [Online]

Saatavissa: http://www.aut.fi/tilastot/autokannan_kehitys/ajoneuvokannan_kehitys

[Viitattu 02 01 2019].

Auvinen, K. & Jalas, M., 2017. *Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus, Finsolar*. [Online]

Saatavissa: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>

[Viitattu 28 12 2018].

Bana, S. & Saini, R., 2017. *Experimental investigation on power output of different photovoltaic array configurations under uniform and partial shading scenarios*, Roorkee: Elsevier.

Bayrak, F., Ertürk, G. & Oztop, H., 2017. Effects of partial shading on energy and exergy efficiencies for photovoltaic panels. *Journal of Cleaner Production* 164, 15 6, pp. 58-69.

Business Finland, 2018. *Energiatuki*. [Online]

Saatavissa: <https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/pk-ja-midcap-yritys/energiatuki/>

[Viitattu 28 12 2018].

Catton, J., 2017. *Calendar Aging and Lifetimes of LiFePO₄ Batteries and Considerations for Repurposing*, Ontario: University of Waterloo.

Cormican, J., 2016. *altE*. [Online]

Saatavissa: <https://www.altestore.com/howto/solar-panels-pv-and-voltages-a98/>

[Viitattu 16 10 2018].

Dunlop, J., 2012. *Energy Consultants Group*. [Online]

Saatavissa: <http://ecgllp.com/files/3514/0200/1304/2-Solar-Radiation.pdf>

[Viitattu 9 10 2018].

Dupont, 2017. *Mitigating Strategies for Hot Spots in Crystalline Silicon Solar Panels*.

[Online]

Saatavissa: <http://www.dupont.com/content/dam/dupont/products-and-services/solar-photovoltaic-materials/solar-photovoltaic-materials-landing/documents/hot-spot-mitigation.pdf>

[Viitattu 16 11 2018].

Energiauutiset.fi, 2017. *Energiasta tehoon*. [Online]

Saatavissa: <https://www.energiiauutiset.fi/uutiset/energiasta-tehoon.html>

[Viitattu 14 12 2018].

Energiavirasto, 2018. *Sähkön hintatilastot*. [Online]

Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>

[Viitattu 28 12 2018].

Energysage, 2018. *Mono vs. Poly solar panels explained*. [Online]

Saatavissa: <https://www.energysage.com/solar/101/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>

[Viitattu 8 11 2018].

Energysage, 2018. *Solar panel complete ranking*. [Online]

Saatavissa: <https://news.energysage.com/best-solar-panels-complete-ranking/>

[Viitattu 6 11 2018].

Engdahl, A., 2014. *Gebweb*. [Online]

Saatavissa: <http://anders.gebweb.net/?m=201412>

[Viitattu 8 11 2018].

Feehally, T., Forsyth, A. & Todd, R., 2016. *Battery energy storage systems for the electricity grid: UK research facilities*, Leeds: White rose research papers.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 2018. *Photovoltaics report*, Freiburg: Fraunhofer ISE.

Häberlin, H., 2012. *Photovoltaics: System design and practice*. Toinen painos ed. Berne, Switzerland: A Wiley & Sons Ltd..

IGL-Technologies Oy, 2018. *Sähköautojen latauspisteet*. [Online]

Saatavissa: <https://etolppa.fi/fi/chargers>

[Viitattu 25 2 2019].

International Energy Agency IEA, 2017. *World Energy Outlook 2017*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.iea.org/weo2017/>
 [Viitattu 8 11 2018].

International Renewable Energy Agency IRENA, 2017. *Battery storage: Accelerating the energy transition*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Costs/Slides/Battery-storage-Council-23-May-2017-MICHAEL-TAYLOR-PDF.pdf?la=en&hash=B61257FC3AB1AF0C516EA8D241890DD426980974>
 [Viitattu 20 12 2018].

Ishaque, K., 2012. *Researchgate*. [Online]
 Saatavissa: https://www.researchgate.net/figure/a-Operation-of-PV-array-partial-shading-For-uniform-irradiation-the-module-has-solar_fig1_233721005
 [Viitattu 12 10 2018].

Kaneko, G. et al., 2013. *Analysis of Degradation Mechanism of Lithium Iron Phosphate Battery*. Barcelona, EVS27.

Kaplani, E., 2012. *Ageing effects in PV cells and modules*. [Online]
 Saatavissa: https://repository.edulll.gr/edulll/retrieve/11478/3664_EKaplani-PV_Ageing_Effects.pdf
 [Viitattu 16 11 2018].

Karsimus, H., 2018. *Sähköisen liikenteen tilannekatsaus Q3/2018*. [Online]
 Saatavissa:
https://emobility.teknologiateollisuus.fi/sites/emobility/files/file_attachments/sahkoinen_liikenne_tilannekatsaus_2018_q3_20181205_jaettava.pdf
 [Viitattu 02 01 2019].

Kovanen, T., 2010. *Väriaineaurinkokenno*. [Online]
 Saatavissa: <https://docplayer.fi/42444472-Variaineaurinkokenno-dye-sensitized-solar-cell-dssc-4-kennon-komponenteista-huokoinen-puolijohde.html>
 [Viitattu 6 11 2018].

Laitinen, A., 2018. *Lentokonetehtaan energiantarve kategorioittain*, Espoo: VTT.

Lappalainen, K., 2012. *Effects of climate and environmental conditions on the operation of solar photovoltaic generators*, Tampere: Tampere University of Technology.

M. A. Green, K. E. Y. H. W. W. a. E. D. D., 2013. *Progress in photovoltaics*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.nhn.ou.edu/~sellers/research/research.html>
 [Viitattu 02 11 2018].

Maehlum, M., 2014. *The Real Lifespan of Solar Panels*. [Online]
 Saatavissa: <http://energyinformative.org/lifespan-solar-panels/>
 [Viitattu 12 10 2018].

Marinova, N., Valero, S. & Delgado, J. L., 2016. Organic and perovskite solar cells: Working principles, materials and interfaces. *Journal of Colloid and Interface Science*, 6 11, pp. 373-389.

Motiva, 2016. *Aurinkopaneelien asentaminen*. [Online]
 Saatavissa:
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkopaneelien_asentaminen
 [Viitattu 9 10 2018].

Motiva, 2018. *Auringonsäteilyn määrä Suomessa*. [Online]
 Saatavissa:
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa
 [Viitattu 9 10 2018].

Motiva, 2018. *Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon*. [Online]
 Saatavissa:
https://www.motiva.fi/files/15446/Kiinteistojen_latauspisteet_kuntoon_paivitetty_05.11.2018.pdf
 [Viitattu 3 01 2019].

Motiva, 2018. *Sähköautojen latauspisteet*. [Online]
 Saatavissa:
https://www.motiva.fi/files/15446/Kiinteistojen_latauspisteet_kuntoon_paivitetty_05.11.2018.pdf
 [Viitattu 3 01 2019].

Nord pool, 2018. *Nord pool market data*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/table>
 [Viitattu 14 12 2018].

NREL, 2018. *Best research-cell efficiencies*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiencies-07-17-2018.pdf>
 [Viitattu 02 11 2018].

Orrberg, M., 2017. *Sähköajoneuvojen latauspisteiden jakelun mitoitus*. [Online]
 Saatavissa:
http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/artikkelit/sahkoautot/fi_FI/latauspisteiden_jakelun_mitoitus/
 [Viitattu 3 01 2019].

Ostamo, J., 2009. *Aurinkokennojen fysiikka ja teknologia*. [Online]

Saatavissa: http://www.helsinki.fi/~www_sefo/LuKseminaarit/kl2009/Ostamo-seminaari.pdf

[Viitattu 31 10 2018].

Paavola, M., 2013. *Tampere*. [Online]

Saatavissa:

https://www.tampere.fi/liitteet/a/6Gkg9C2MG/Aurinkosahkoopas_36660_vedos.pdf

[Viitattu 29 10 2018].

Parkkisähkö Oy, 2018. *Parkkisähkön latauspalvelu lämmitystolppiin*. [Online]

Saatavissa: <https://www.parkkisahko.fi/tuotteet/lammitystolpistalatauspiste/>

[Viitattu 25 2 2019].

Plugit Finland oy, 2019. *Plugit kauppa*. [Online]

Saatavissa: <https://kauppa.plugin.fi>

[Viitattu 25 2 2019].

PowerTech systems, 2015. *Lithium iron phosphate*. [Online]

Saatavissa: <https://www.powertechsystems.eu/home/tech-corner/lithium-iron-phosphate-lifepo4/#prettyPhoto>

[Viitattu 25 2 2019].

Samlexsolar, 2018. *Solar (PV) cell, module and array*. [Online]

Saatavissa: <http://www.samlexsolar.com/learning-center/solar-cell-module-array.aspx>

[Viitattu 16 10 2018].

SESKO, 2018. *Sähköajoneuvojen lataussuositus 2018*. [Online]

Saatavissa: https://www.sesko.fi/files/889/Lataussuositus_2018_2018-03-08.pdf

[Viitattu 3 01 2019].

Sinovoltaics, 2014. *Difference Solar Radiation and Solar Insolation explained*. [Online]

Saatavissa: <http://sinovoltaics.com/learning-center/basics/solar-radiation-solar-insolation/>

[Viitattu 9 10 2018].

Sinovoltaics, 2016. *Measuring the temperature coefficient of a PV module*. [Online]

Saatavissa: <http://sinovoltaics.com/solar-basics/measuring-the-temperature-coefficients-of-a-pv-module/>

[Viitattu 12 10 2018].

SMA Solar Technology AG, 2018. *Performance ratio*. [Online]

Saatavissa: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf>

[Viitattu 20 12 2018].

SMA Solar Technology AG, 2018. *Solar Inverters*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters.html>
 [Viitattu 22 11 2018].

Taesoo, D. Lee, E. & U., A., 2017. *A review of thin film solar cell technologies and challenges*, NC: Elsevier.

Tampereen Sähkölaitos, 2018. *Sähkön pientuotanto*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.sahkolaitos.fi/valoa-ja-virtaa/sahkon-pientuotanto/>
 [Viitattu 23 12 2018].

Tampereen Sähköverkko Oy, 2017. *Verkkopalveluhinnasto*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.sahkolaitos.fi/globalassets/tiedostot/ohjeet-ja-opasteet/sahkoverkko/hinnastot-ja-sopimusehdot/2017-10-01---verkkopalveluhinnasto--kaikki-tuotteet---netti.pdf>
 [Viitattu 23 12 2018].

Tilastokeskus, 2018. *Asumisen energiankulutus 2010-2017*. [Online]
 Saatavissa: https://www.stat.fi/til/asen/2017/asen_2017_2018-11-22_tie_001_fi.html
 [Viitattu 11 12 2018].

Tulli, 2015. *Sähkön pientuotannon verotus helpottuu toukokuun alussa*. [Online]
 Saatavissa: https://tulli.fi/artikkeli/-/asset_publisher/valtiovarainministerio-ja-tulli-tiedottavat-sahkon-pientuotannon-verotus-helpottuu-toukokuun-alussa
 [Viitattu 15 12 2018].

Urja, A., 2016. Next generation solar cells. *RE Feature*, 1 10, pp. 21-25.

Valentin Software GmbH., 2018. *Battery system - energy management*. [Online]
 Saatavissa: <https://help.valentin-software.com/pvsol/calculation/battery-systems/>
 [Viitattu 26 11 2018].

Valentin Software GmbH, 2017. *PV*SOL Online*. [Online]
 Saatavissa: <http://pvsol-online.valentin-software.com/#/>
 [Viitattu 9 10 2018].

Valkealahti, S., 2017. *DEE-53117 Solar Power Systems*, Tampere: Tampere University of Technology.

Vattenfall, 2018. *Sähkön hinnan muodostuminen*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.vattenfall.fi/asiakaspalvelu/aihe/sahkosopimukset/sahkon-hinnan-muodostuminen/>
 [Viitattu 23 12 2018].

Vattenfall, 2018. *Yrityksen sähkövero*. [Online]
 Saatavissa: <https://www.vattenfall.fi/yritysassiakkaat/asiakaspalvelu/aihe/tee-yrityksen->

sahkosopimus/yrityksen-sahkovero/

[Viitattu 23 12 2018].

Veistonen, J., 2018. *Porin Puuvilla Oy toimitusjohtajan haastattelu* [Interview] (23 7 2018).

verkkosähköä, E., 2016. *Ei verkkosähköä*. [Online]

Saatavissa: <https://sites.google.com/site/eiverkkosahkoa/auringonkulma>

[Viitattu 9 10 2018].

Viridian concepts ltd., 2017. *Crystalline Silicon Cells*. [Online]

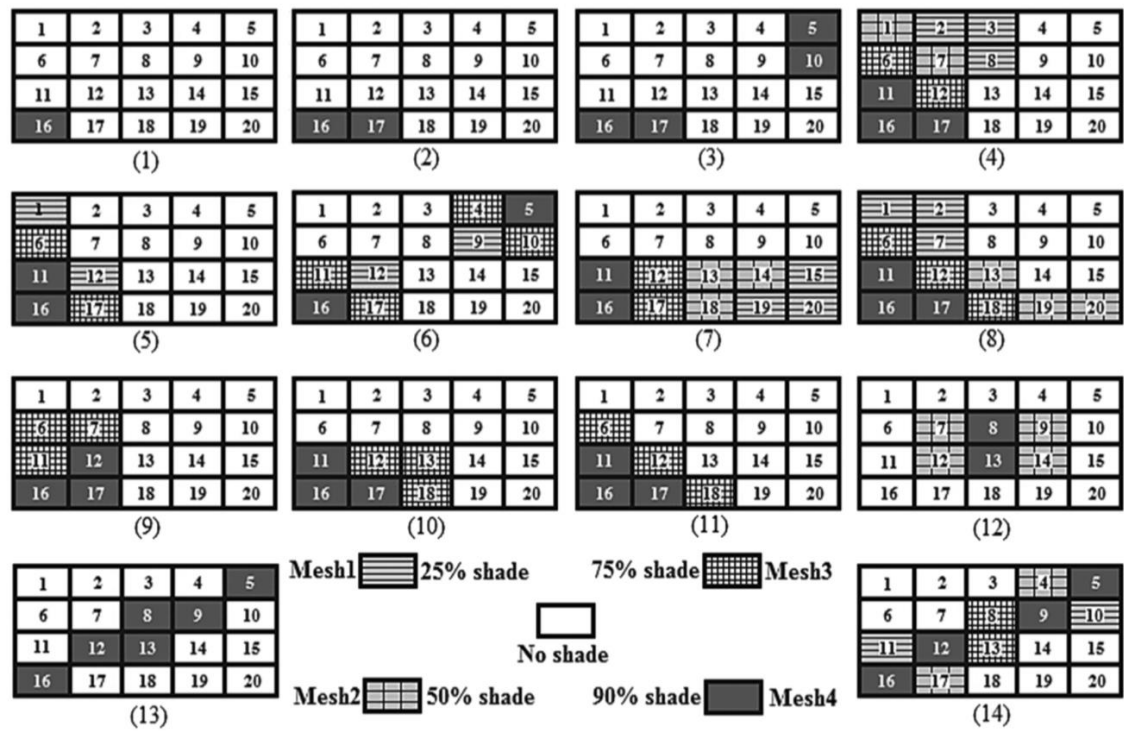
Saatavissa: <http://www.viridiansolar.co.uk/resources-4-2-photovoltaic-solar-cells.html>

[Viitattu 8 11 2018].

Ympäristöministeriö, 2017. *Suomen rakennusmääräyskokoelma - Rakennuksen energiankulutuksen ja lämmitystehontarpeen laskenta*, Helsinki: Ympäristöministeriö.

Zhang, Y. et al., 2016. Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: A case study in Sweden. *Energy Conversion and Management*, 18 12, pp. 249-263.

LIITTEET



Liite 1: Osittaisvarjostustilanteet tutkimuksessa, jossa verrattiin erilaisten aurinkopaneeliryhmien kytkentätapojen kokonaistehontuottoa. Ruudut kuvaavat yksittäisiä aurinkopaneeleita. Ruutujen värit kertoo varjon intensiteetistä. (Bana & Saini, 2017)